

## Estimativa da pegada hídrica da Usina Hidrelétrica Barra Grande

Vitor Goline Gomes



Vitor Goline Gomes

**ESTIMATIVA DA PEGADA HÍDRICA DA USINA  
HIDRELÉTRICA BARRA GRANDE**

Trabalho apresentado à Universidade  
Federal de Santa Catarina para a con-  
clusão do curso de Graduação em En-  
genharia Sanitária e Ambiental.  
Orientador: Prof. Dr. Pedro Luiz Bor-  
ges Chaffe

Florianópolis  
2017

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Gomes, Vitor Goline  
Estimativa da pegada hídrica da Usina  
Hidrelétrica Barra Grande / Vitor Goline Gomes ;  
orientador, Pedro Luiz Borges Chaffe, 2017.  
82 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -  
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro  
Tecnológico, Graduação em Engenharia Sanitária e  
Ambiental, Florianópolis, 2017.

Inclui referências.

1. Engenharia Sanitária e Ambiental. 2. Pegada  
hídrica. 3. Usina hidrelétrica. 4. Energia gerada.  
5. Energia assegurada. I. Chaffe, Pedro Luiz  
Borges. II. Universidade Federal de Santa Catarina.  
Graduação em Engenharia Sanitária e Ambiental. III.  
Título.

Vitor Goline Gomes

**ESTIMATIVA DA PEGADA HÍDRICA DA USINA  
HIDRELÉTRICA BARRA GRANDE**

Trabalho submetido à Banca Examinadora como parte dos requisitos  
para conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Sanitária e  
Ambiental – TCC II.

Florianópolis, 19 de junho de 2017.

Prof. Dr. Pablo Heleno Sezerino  
Coordenador do Curso

**Banca Examinadora:**

  
Prof. Dr. Pedro Luiz Borges Chaffre  
Orientador

  
Prof. Dr. Davide Franco  
Membro da banca

  
Dr. Pablo Borges de Amorim  
Membro da banca



Este trabalho é dedicado aos meus queridos pais e avós e aos meus amigos.





## AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Adalto Gomes e Jaqueline Vieira Goline, que sempre me apoiaram na busca dos meus objetivos e nunca mediram esforços para me proporcionar uma vida de qualidade e um ambiente onde os estudos fossem prioridade. Que sempre foram, e continuam sendo, meus exemplos de pessoas, de pais e de profissionais.

Ao meu orientador, Pedro Luiz Borges Chaffe, pelos ensinamentos passados ao longo da faculdade, que foram muitas vezes não só técnicos, mas também de vida.

Aos meus avós, Lana Vieira Golini e Paulo Vitorino Silva, que além de todo apoio emocional ainda me acolheram em seu lar durante um período importante da minha caminhada.

A minha avó, Síría da Cunha Gomes, que segue sendo um exemplo de pessoa batalhadora.

Ao meu irmão, Vinícius Goline Gomes, pela parceria e pelos momentos importantes que dividimos.

A turma 2010.2 pelo companheirismo ao longo do curso, sempre buscando ajudar e incentivar uns aos outros.

A minha companheira, Luiza de Araújo Motta, por todo apoio e incentivo na realização deste trabalho.

A BAESA Energética Barra Grande S.A. por disponibilizar os dados para realização deste trabalho.

A esta universidade, seus servidores, seu corpo docente, direção e administração que realizam seu trabalho com dedicação para que nós, alunos, possamos ter um ensino de qualidade.

E a todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação.

Muito obrigado.



## RESUMO

A estimativa do consumo de água necessária para a produção de produtos e execução de serviços em geral tem se tornado uma prática cada vez mais utilizada para definir a pressão destes sobre os recursos hídricos. Nessa análise, a energia que é necessária para a produção de um produto ou realização de um serviço também deve contar na estimativa total de consumo de água, já que existe um consumo de água associado à geração de energia elétrica, que geralmente não é contabilizado. Um indicador com potencial de auxiliar essas estimativas, é a pegada hídrica, que para empreendimentos hidrelétricos estima o montante de água consumido por unidade de energia. Nesse contexto, o objetivo deste trabalho é avaliar a pegada hídrica da Usina Hidrelétrica Barra Grande, que foi escolhida devido a disponibilidade de dados. Primeiramente, a partir de dados coletados diretamente no empreendimento em questão, foi estimada a evaporação de água do reservatório associado à usina, para isso, foi utilizada a subrotina crle2 do modelo WREVAP. Com base na curva cota X área do reservatório, nas medições de energia gerada e nas previsões de energia assegurada foi possível estimar a pegada hídrica associada à usina hidrelétrica em estudo. Como resultado, foram construídas curvas de pegada hídrica mensal e anual, para o período entre novembro de 2005 e dezembro de 2016, considerando tanto a energia gerada quanto a assegurada no cálculo. Os resultados mostraram que para valores mensais de pegada hídrica, utilizando a energia gerada o desvio padrão foi de  $68 \text{ m}^3.\text{MWh}^{-1}$ , enquanto que utilizando a energia assegurada o desvio foi de  $5 \text{ m}^3.\text{MWh}^{-1}$ . O valor de desvio padrão muito menor quando se utiliza a energia assegurada demonstra uma maior estabilidade nos valores de pegada hídrica. A utilização da energia assegurada no cálculo consegue assimilar as variações extremas advindas de questões climáticas e da sistemática de operação do sistema interligado nacional (SIN).

**Palavras-chave:** Pegada hídrica, Usina hidrelétrica, Energia gerada, Energia assegurada.



## ABSTRACT

Estimating the water consumptions required for products production and for execution of services has become a common practice to establish the pressure on water resources. In this analysis, the used energy for products production and for the execution of services must also be considered in the estimate of water consumption, since there is a consumption of water associated to the generation of electric energy. A concept with potential to assist these estimates is the water footprint, which in hydropower plants quantifies the amount of water consumed per unit of energy. Therefore, the objective of this study is to evaluate the water footprint of Barra Grande Hydropower Plant, which was chosen due to data availability. With data measured in the power plant itself, and using the subroutine crle2 of the WREVAP model, it was estimated the actual water evaporation of the associated reservoir. Using the curve elevation X area of the reservoir, the measurements of energy generated and the predictions of assured energy, it was possible to estimate the water footprint associated with the hydropower plant under study. Monthly and annual water footprint curves were drawn for the period between November 2005 and December 2016, considering both generated energy and assured energy in the calculation. The results showed that for monthly measurements using generated energy, the standard deviation was  $68 \text{ m}^3.\text{MWh}^{-1}$ , while using assured energy is  $68 \text{ m}^3.\text{MWh}^{-1}$ . The much lower standard deviation value using assured energy shows the greater stability in the water footprint results, which can still assimilate extreme variations caused for climate parameters and for the operation method of the National Interconnected System (NIS).

**Keywords:** Water footprint, Hydropower plant, Generated energy, Assured energy.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Processo de construção da pegada hídrica em blocos.....	29
Figura 2 – Fases de pré e pós-construção de uma barragem. ....	35
Figura 3 – Gráfico de sucessivas aplicações do método de Rippl (1883). .....	41
Figura 4 – Valores de geração real média em função da energia assegurada.....	43
Figura 5 – Localização da Usina Hidrelétrica Barra Grande.....	50
Figura 6 – Localização das estações meteorológicas .....	53
Figura 7 – Precipitação média mensal.....	55
Figura 8 – Umidade relativa média mensal.....	55
Figura 9 – Insolação média mensal .....	56
Figura 10 – Temperatura do ar média mensal.....	56
Figura 11 – Cota e profundidade média do reservatório .....	57
Figura 12 – Percentual do volume útil no reservatório .....	58
Figura 13 – Cota x Volume x Área do reservatório .....	58
Figura 14 – Área do espelho d'água do reservatório.....	59
Figura 15 – Energia gerada x Energia assegurada.....	60
Figura 16 – Evaporação real (resultado direto do modelo WREVAP) .	63
Figura 17 – Comparação entre evaporação real e precipitação .....	64
Figura 18 – Evaporação real total do reservatório.....	65
Figura 19 – Pegada Hídrica calculada através da energia gerada.....	66
Figura 20 – Pegada Hídrica calculada através da energia assegurada...	66
Figura 21 – Comparação entre a pegada hídrica mensal calculada através da energia gerada e da energia assegurada.....	67
Figura 22 – Comparação entre a pegada hídrica anual calculada através da energia gerada e da energia assegurada.....	67





## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Fonte de dados.....	52
Quadro 2 – Estações meteorológicas.....	53
Quadro 3 – Organização dos dados climatológicos .....	53
Quadro 4 – Composição percentual dos parâmetros por estação meteorológica.....	54



## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 – Comparação de dados anuais entre as energias gerada e assegurada .....	60
Tabela 2 – Comparação entre mínimas, médias e máximas dos resultados de pegada hídrica .....	68
Tabela 3 – Dados de entrada do modelo WREVAP.....	77
Tabela 4 – Dados de saída do modelo WREVAP .....	80



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BAESA	BAESA Energética Barra Grande S.A.
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CRAE	Complementary Relationship Areal Evaporation
CRLE	Complementary Relationship Lake Evaporation
CRWE	Complementary Relationship Wet-Surface Evaporation
EA	Energia assegurada
ET	Evaporação total
ET <sub>pré</sub>	Evaporação total antes do barramento
EG	Energia gerada
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
E <sub>T</sub>	Evapotranspiração real
E <sub>TP</sub>	Evapotranspiração potencial
E <sub>TW</sub>	Evapotranspiração real em ambiente úmido
GSF	Generation Scaling Factor
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
O&M	Operação e manutenção
OMM	Organização Meteorológica Mundial
ONS	Operador do Nacional do Sistema Elétrico
P	Precipitação anual direta sobre o reservatório
PH	Pegada hídrica
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHE	Usina hidrelétrica



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>23</b>
1.1	OBJETIVOS .....	26
1.1.1	Objetivo Geral.....	26
1.1.2	Objetivos específicos .....	26
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....</b>	<b>27</b>
2.1	PEGADA HÍDRICA.....	27
2.1.1	Conceitos prévios.....	27
2.1.2	Conceito de pegada hídrica .....	27
2.1.3	Tipos de pegada hídricas .....	30
2.1.3.1	Pegada hídrica azul .....	30
2.1.3.2	Pegada hídrica verde .....	31
2.1.3.3	Pegada hídrica cinza.....	31
2.1.4	Predefinições para o estudo de pegada hídrica.....	32
2.1.5	Sustentabilidade da pegada hídrica de um processo.....	32
2.2	PEGADA HÍDRICA DE USINAS HIDRELÉTRICAS .....	33
2.2.1	Cálculo da pegada hídrica .....	34
2.2.2	Limitações .....	35
2.2.2.1	Inconsistência nos métodos de cálculo.....	36
2.2.2.2	Fronteiras espaciais .....	37
2.2.2.3	Fronteiras temporais.....	38
2.2.2.4	Ciclo de Vida .....	38
2.3	SOFTWARE PARA ESTIMATIVA DE EVAPORAÇÃO..	39
2.4	ENERGIAS ASSEGURADA E GERADA .....	40
2.4.1	Conceito prévio – Energia firme .....	40
2.4.2	Energia Assegurada .....	41
2.4.3	Sinergia da operação integrada de usinas hidrelétricas ..	44
2.5	OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS) E A REGULAÇÃO DA GERAÇÃO .....	45

<b>3</b>	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>49</b>
3.1	ÁREA DE ESTUDO .....	49
3.2	ESTIMATIVA DE EVAPORAÇÃO – O PROGRAMA WREVAP.....	50
3.3	FONTE DE DADOS .....	52
<b>3.3.1</b>	<b>Dados Climatológicos .....</b>	<b>52</b>
<b>3.3.2</b>	<b>Dados Operacionais .....</b>	<b>57</b>
3.4	Cálculo da Pegada Hídrica.....	60
<b>4</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>63</b>
4.1	EVAPORAÇÃO .....	63
4.2	PEGADA HÍDRICA.....	65
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>69</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>71</b>
	<b>APENDICÊ A – DADOS DE ENTRADA DO MODELO WREVAP .....</b>	<b>77</b>
	<b>APENDICÊ B – DADOS DE SAÍDA DO MODELO WREVAP ...</b>	<b>80</b>



## 1 INTRODUÇÃO

As atividades antrópicas utilizam e degradam grandes quantidades de recursos hídricos, e mesmo a água sendo um recurso renovável, algumas causas têm posto em perigo a sua capacidade natural de recuperação e o equilíbrio natural do ciclo hidrológico. Essa situação é alarmante, já que o consumo de água dobrou em comparação ao aumento da população, além de em todo o planeta haver sinais de diminuição das vazões dos cursos d'água, estresse dos mananciais subterrâneos e degradação da qualidade da água (ONU/FAO, 2012; POSTEL, 2000). Conciliar as necessidades humanas e a necessidade de manutenção da função ecológica da água pode ser considerado um dos mais difíceis e importantes desafios do século (POSTEL, 2000).

Apesar de no Brasil as fontes de água doce serem abundantes, esta situação aqui também é preocupante, devido ao aumento incessante da demanda e a deterioração da qualidade dos mananciais. Desde o início deste século, é possível observar uma redução na disponibilidade de água para abastecimento em determinadas regiões, principalmente nas com maior população e, conseqüentemente, demanda. Setores estratégicos como os da agricultura e geração de energia hidrelétrica também estão sendo comprometidos pela baixa disponibilidade de recursos hídricos, principalmente associados ao baixo volume precipitado e ao aumento das demais demandas (BRASIL, 2005).

No atual contexto de escassez de água e energia, há também uma grande preocupação com a sustentabilidade hídrica dos empreendimentos hidrelétricos, trazendo à necessidade de estudos mais aprofundados sobre a relação água-hidreletricidade (HERATH, 2011). Por isso, tem sido debatido se a geração de energia por hidrelétricas é apenas um uso não consuntivo (BERGER e FINKBEINER, 2010). Como indicador de consumo de água, podemos usar o conceito de pegada hídrica, que mede o volume de água consumido e/ou poluído ao longo de uma cadeia de produção. A pegada hídrica de um produto é a soma da água consumida ou poluída dividida pela quantidade de produção deste produto (HOEKSTRA, 2011). O conceito da pegada hídrica consiste em três componentes: a pegada hídrica azul (uso consuntivo da água de superfície e do subsolo), a pegada hídrica verde (uso consuntivo da água da chuva) e a pegada hídrica cinza (o volume de água necessário para assimilar os poluentes lançados) (MEKONNEN, 2011).

Traçando uma média mundial, os empreendimentos hidrelétricos são caracterizados por apresentarem pegadas hídricas elevadas. Apesar

de não existir uma metodologia padrão fundamentada que seja consenso pela comunidade técnica e científica para efetuar este cálculo. Além disto, a pegada hídrica depende fortemente de fatores climáticos, topográficos, hidrológicos e tecnológicos. Desta forma, são várias as críticas à generalização de um valor médio global para caracterizar a pegada hídrica de usinas hidrelétricas.

Como os empreendimentos hidrelétricos têm características locais muito específicas, a abordagem metodológica ainda é muito pouco abrangente. Assim, um número elevado de deficiências é identificado, incluindo a falta de clareza na delimitação das fronteiras temporais e espaciais (BAKKEN, 2013). Mesmo definindo a metodologia mais aceita no meio acadêmico para a estimativa da evaporação total de água dos reservatórios associados a empreendimentos hidrelétricos (o consumo bruto de água, que será detalhado o longo do trabalho), para o cálculo do indicador pegada hídrica ainda é usado uma outra variável, a energia gerada pela usina hidrelétrica no período analisado.

Como no Brasil o sistema elétrico é todo interligado e é operado por um órgão centralizado esse parâmetro energia gerada sofre muitas alterações que não dependem exclusivamente da gestão do empreendimento hidrelétrico. Além dos fatores climatológicos, que também geram grandes variações. Com base nessa constatação, será apresentada a utilização do parâmetro energia assegurada no cálculo da pegada hídrica, devido a sua estabilidade ao longo do tempo e sua metodologia de obtenção, que é basicamente através de um estudo hidrológico com dados de longo prazo da bacia em estudo. A análise realizada no presente trabalho está restrita a quantificação da pegada hídrica azul das usinas hidrelétricas e focada no uso consuntivo de água relacionado à evaporação desta do reservatório associado às usinas.

A partir do exposto, o presente trabalho busca levantar questionamentos na busca de uma metodologia de estimativa de pegada hídrica eficiente e condizente com o sistema elétrico brasileiro. Demonstrando que o parâmetro energia assegurada traz uma constância maior à pegada hídrica dos empreendimentos hidrelétricos no Brasil. Como estudo de caso vamos estimar as perdas de água por evaporação do reservatório associado à usina hidrelétrica Barra Grande, levantar sua geração de energia ao longo do período analisado, levantar a estimativa de energia assegurada para o mesmo período, e por fim, comparar e discutir os resultados das pegadas hídricas usando os dois parâmetros.

O trabalho está estruturado de forma que a seção 2 consiste na revisão da bibliografia atualizada dos temas mais relevantes no estudo. Ainda no mesmo capítulo descreve-se o conceito de pegada hídrica,

associando-o a termos análogos empregados na literatura e aos diferentes procedimentos de cálculo passíveis de adoção para sua quantificação. A seção 3 contém uma descrição sucinta da área de estudo, além dos procedimentos utilizados para a geração de estimativas de pegadas hídricas, incluindo a relação complementar e especificamente o programa WREVAP, empregado no presente estudo para a geração de estimativas de evaporação mensal. Também é apresentado o método de obtenção da energia gerada e da energia assegurada para os empreendimentos em estudo. Na seção 4 são apresentados por meio de gráficos os resultados de estimativa de evaporação, de energia gerada e assegurada e de pegada hídrica. Na última seção são feitas as conclusões do trabalho e as recomendações para os próximos estudos na área.

## 1.1 OBJETIVOS

### 1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é avaliar a pegada hídrica da Usina Hidrelétrica Barra Grande.

### 1.1.2 Objetivos específicos

- Estimar a evaporação de água no reservatório associado à Usina Hidrelétrica Barra Grande;
- Calcular a pegada hídrica associada ao empreendimento utilizando os parâmetros energia gerada e energia assegurada no cálculo;
- Identificar um método de cálculo de pegada hídrica eficiente e condizente com o sistema elétrico brasileiro.

## **2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

### **2.1 PEGADA HÍDRICA**

#### **2.1.1 Conceitos prévios**

Na década de 1990 foi proposto, pela primeira vez, o conceito de Água Virtual, que faz referência ao volume de recurso hídrico associado à produção de commodities, na época, principalmente grãos (ALLAN, 2002). Hoekstra (2003) esclareceu que o termo não se refere à água armazenada em um produto no sentido literal, mas sim a água utilizada em toda a sua cadeia de produção. Ainda acrescentou que a água virtual também pode ser chamada de água exógena, pelo fato de no processo de importação de produtos, um país estaria importando juntamente a água que foi necessária na sua produção.

Ao tratar o tema de maneira mais aprofundada, encontramos duas abordagens distintas. A primeira diz que a água virtual é o montante de água realmente usado nas etapas de produção de um produto, que pode ser diferente para o mesmo produto dependendo das condições climáticas e de produção. Por exemplo, um lugar mais árido pode precisar de mais água para produzir um determinado grão em relação a um lugar mais úmido. A segunda abordagem considera o montante de água que seria necessário para produzir um determinado produto na região geográfica em que ele é consumido (HOEKSTRA, 2003). Parafraseando Hoekstra (2003) essa segunda abordagem se justifica quando perguntamos: O quanto de água estamos economizando se nós importarmos um produto ao invés de produzirmos ele internamente?

Tony Allan (2002) havia debatido o assunto quando falou que é possível aliviar a pressão nos recursos hídrico de uma nação importando produtos e, conseqüentemente, a água utilizada na sua cadeia produtiva. Além de afirmar que o comércio exterior de água virtual pode ser um instrumento importante na resolução de problemas geopolíticos e econômicos, e ainda garantir a segurança hídrica de uma nação.

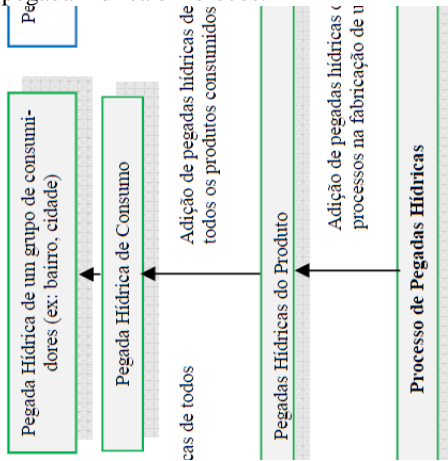
#### **2.1.2 Conceito de pegada hídrica**

O uso prático do conceito de água virtual está no fato de que a água virtual contida em um produto se refere ao impacto sobre os recursos hídricos que o seu consumo gera. A partir dessa constatação, passou-se a analisar a informação de quais os produtos mais impactantes aos recursos hídricos e em que ponto do processo produtivo se tem o

maior consumo. Assim, se torna possível buscar melhoria nos pontos mais críticos do processo (CHAPAGAIN, 2004). Em 2002, no encontro internacional sobre o tema ocorrido na Holanda, Hoekstra e Hung (2002) expuseram o conceito de pegada hídrica, resumidamente como sendo o total de água virtual consumida por um indivíduo ou um grupo de indivíduos. Em comparação ao conceito de pegada ecológica (WACKERNAGEL, 1996, 1997; AGUILAR, 2011), o conceito de pegada hídrica pode ser uma ferramenta que mostre às pessoas qual o seu impacto sobre os recursos hídricos.

Hoekstra (2011) posteriormente explicou que o indicador de pegada hídrica pode ser atribuído à um produto, uma etapa de um processo, um consumidor, uma comunidade, um país, uma empresa, uma região geográfica etc. A pegada hídrica de uma etapa de um processo é basicamente construída em blocos em que todas as pegadas hídricas das etapas anteriores são somadas. A pegada hídrica de um produto ou serviço final é a soma das pegadas hídricas das várias etapas do processo de sua produção/realização. A pegada hídrica de um consumidor individual é a soma de todas as pegadas hídricas dos produtos e serviços por ele consumidos. A pegada hídrica de uma comunidade de consumidores – como uma cidade, um estado ou um país - é a soma das pegadas hídricas dos consumidores individuais membros dessa comunidade. A Figura 1 abaixo ilustra o processo de construção da pegada hídrica em blocos.

Figura 1 – Processo de construção da pegada hídrica em blocos.



Fonte: Hoekstra (2011).

Hoekstra (2011) esclareceu que o indicador de pegada hídrica proporciona uma melhor e mais ampla perspectiva de como o consumidor ou o produtor está relacionado com o uso de recursos hídricos, pois é uma medida volumétrica de consumo e poluição de água. O indicador não é uma medida de intensidade do impacto do consumo e da poluição das águas no meio ambiente local, pois esse impacto depende da vulnerabilidade do sistema hídrico local e do número de consumidores e poluidores que fazem uso do sistema.

### 2.1.3 Tipos de pegada hídricas

A pegada hídrica é um indicador que leva em consideração, além do uso direto da água, o seu uso indireto. É um indicador multidimensional que, como citado anteriormente, mostra uma medida volumétrica de consumo e poluição de água. A pegada hídrica é separada em três tipos distintos, a pegada hídrica azul, a verde e a cinza (HOEKSTRA, 2011).

#### 2.1.3.1 Pegada hídrica azul

A pegada hídrica azul refere-se ao consumo de água superficial e subterrânea ao longo do processo produtivo. Outro ponto de vista é o de que a pegada hídrica azul é a perda da disponibilidade da água superficial e subterrânea. Essa perda ocorre quando a água evapora, retorna para uma bacia hidrográfica diferente ou para o mar, retorna para a mesma bacia, porém em um período diferente, ou ainda é incorporada no produto (HOEKSTRA, 2011).

O primeiro componente, a evaporação, é geralmente o mais significativo no caso de empreendimentos hidrelétricos. Portanto, verificamos que frequentemente o consumo de água nesses empreendimentos é praticamente igual à evaporação da água dos seus reservatórios. Porém, os demais componentes devem ser considerados quando apresentarem valores relevantes (HOEKSTRA, 2011). A pegada hídrica azul pode ser calculada com a seguinte Equação 1:

$$PH_{\text{azul}} = (\text{Evaporação}_{\text{água azul}} + \text{Incorporação}_{\text{água azul}} + \text{Vazão de retorno perdida}) / \text{Valor unitário}$$

onde  $PH_{\text{azul}}$  é a pegada hídrica azul associada à alguma atividade, produto, indivíduo ou grupo de indivíduos;  $\text{Evaporação}_{\text{água azul}}$  é a



evaporação de água azul associada às mesmas opções acima (volume); Incorporação<sub>água azul</sub> é o montante de água azul incorporado no produto (volume); Vazão de retorno perdida é a vazão que não fica disponível para o reuso na mesma bacia hidrográfica, no mesmo período da retirada, tanto pelo retorno para outra bacia, quanto pelo retorno em um período de tempo diferente (volume); Valor unitário é a grandeza que torna o indicador de pegada hídrica unitário e comparável, no caso de empreendimentos elétricos o valor unitário pode ser o MWh (HOEKSTRA, 2011).

### 2.1.3.2 Pegada hídrica verde

A pegada hídrica verde é o indicador de consumo da chamada água verde. Água verde é basicamente a precipitação que não se torna escoamento superficial nem é armazenada com a água subterrânea. Geralmente, essa parte da precipitação evapora ou transpira através das plantas. A pegada hídrica verde, portanto, é o volume de água precipitada consumida durante o processo produtivo. É particularmente relevante para agricultura e o reflorestamento. Resumidamente, se refere ao total de água evapotranspirada mais o total de água incorporada na colheita (HOEKSTRA, 2011). Pode ser calculada através da Equação 2 a seguir:

$$PH_{\text{verde}} = \frac{(\text{Evaporação}_{\text{água verde}} + \text{Incorporação}_{\text{água verde}})}{\text{Valor unitário}}$$

onde  $PH_{\text{verde}}$  é pegada hídrica verde associada à alguma atividade, produto, indivíduo ou grupo de indivíduos; Evaporação<sub>água verde</sub> é a evaporação de água verde associada às mesmas opções acima (volume); Incorporação<sub>água verde</sub> é o montante de água verde incorporado no produto (volume).

A diferença entre a pegada hídrica azul e a verde é importante nas dimensões ambientais, sociais e econômicas, devido às diferenças de impacto e custo que a utilização de cada tipo de água tem (CHAPAGAIN, 2004; FALKENMARK, 2004).

### 2.1.3.3 Pegada hídrica cinza

A pegada hídrica cinza de um processo produtivo é o indicador do montante de água necessário para assimilar os poluentes lançados e

retornar o corpo hídrico ao seu estado natural, ou até os poluentes lançados não trazerem mais perigo ao meio ambiente. A pegada hídrica cinza é calculada pela divisão da carga poluente pela diferença entre a concentração do padrão ambiental de qualidade da água para um determinado poluente (HOEKSTRA, 2011). A Equação 3 a seguir demonstra o cálculo:

$$PH_{\text{cinza}} = \left( \frac{L}{(c_{\text{máx}} - c_{\text{nat}})} \right) / \text{Valor unitário}$$

onde  $PH_{\text{cinza}}$  é pegada hídrica cinza associada à alguma atividade, produto, indivíduo ou grupo de indivíduos;  $L$  é a carga poluente (massa/tempo);  $c_{\text{máx}}$  é a concentração máxima aceitável do padrão ambiental de qualidade da água para um determinado poluente (massa/volume);  $c_{\text{nat}}$  é a concentração natural no corpo d'água receptor de acordo com o padrão ambiental de qualidade da água para um determinado poluente (massa/volume) (HOEKSTRA, 2011).

#### 2.1.4 Predefinições para o estudo de pegada hídrica

Existem algumas definições a serem delimitadas quando do estudo da pegada hídrica, a seguir segue uma lista não exaustiva delas (HOEKSTRA, 2011):

- Considerar a pegada hídrica azul, verde e/ou cinza?
- Onde parar a análise retroativa ao longo da cadeia produtiva?
- Qual o nível de resolução espaço-temporal?
- Qual o período de dados?
- Para consumidores e empresas: considerar a pegada hídrica direta e/ou indireta?
- Para países: considerar a pegada hídrica dentro do país e/ou a pegada hídrica do consumo nacional; considerar a pegada hídrica interna e/ou externa do consumo nacional?

#### 2.1.5 Sustentabilidade da pegada hídrica de um processo

A ideia de analisar a sustentabilidade da pegada hídrica traz para o estudo uma visão mais ampla da real dimensão do consumo no

processo produtivo. A seguir são apresentados dois critérios de verificação.

- Contexto geográfico: a pegada hídrica de um processo é insustentável quando o processo está situado num lugar desfavorável, em outras palavras, em uma bacia hidrográfica, em um período de tempo do ano, no qual o total da pegada hídrica é insustentável do ponto de vista ambiental, social e econômico.
- Características do próprio processo: a pegada hídrica de um processo é insustentável – independente do contexto geográfico – quando a pegada hídrica do processo pode ser reduzida ou evitada dentro de um custo aceitável para o tipo de processo (HOEKSTRA, 2011).

Os dois critérios devem ser avaliados separadamente para a pegada hídrica azul, verde e cinza (HOEKSTRA, 2011).

## 2.2 PEGADA HÍDRICA DE USINAS HIDRELÉTRICAS

Tem sido debatido se os geradores de energia hidrelétrica são usuários consuntivos de água ou não (MEKONNEN, 2011). Existem muito poucos estudos avaliando a pegada hídrica das usinas hidrelétricas e que apresentam uma elevada variação nos resultados para cada estudo, com valores de  $0,04\text{m}^3.\text{MWh}^{-1}$  até  $209,00\text{m}^3.\text{MWh}^{-1}$ . O valor máximo apresentado é muito maior que os demais tipos de produção de energia elétrica, que geralmente variam entre 4,00 e  $5,00\text{m}^3.\text{MWh}^{-1}$ . Essas constatações causaram preocupação no mercado de geração hidrelétrica (AGUILAR, 2011), já que podem causar uma má reputação para o setor e associar os empreendimentos a investimentos de alto risco socioambiental. Isso ocorre especialmente quando as hidrelétricas são construídas em regiões com limitado recurso hídrico.

Por outro lado, essa abordagem não leva em consideração os diversos benefícios trazidos pelo barramento de cursos d'água, como o aumento da disponibilidade de água (IPCC, 2012), e isso pode criar uma imagem tendenciosa do papel das usinas hidrelétricas em geral (BAKKEN, 2013).

O fato dos reservatórios possuírem áreas superficiais superiores às calhas originais dos rios, resulta em um aumento da evaporação em relação ao período anterior ao alagamento (TORCELLINI, LONG e

JUDKOFF, 2004). Além de quando represada, a água passa por um processo de elevação de temperatura (WILSON, LEIPZIG e GRIFFITHS-SATTENSPIEL, 2012), o que altera a intensidade da evaporação (COOLEY, FULTON e GLEICK, 2011). Essas perdas por evaporação são consideradas o principal componente da pegada hídrica de empreendimentos hidrelétricos (HOEKSTRA, 2011).

### 2.2.1 Cálculo da pegada hídrica

Seguindo o método de cálculo usado por Mekonnen and Hoekstra (2012), a pegada hídrica de uma usina hidrelétrica é o consumo de água da hidrelétrica (entendida como a evaporação bruta anual dividida pela geração anual de energia, Equação 4), esse entendimento é usado na grande maioria das publicações (BAKKEN, 2013).

$$PH = \frac{ET}{EG}$$

onde PH corresponde à pegada hídrica associada à geração de energia hidrelétrica por um dado aproveitamento ( $m^3 \cdot MWh^{-1}$ ); ET é a evaporação total de água de um reservatório após a inundação da área ( $m^3 \cdot ano^{-1}$ ); e EG é a energia gerada pelas unidades geradoras associadas ao reservatório ( $MWh \cdot ano^{-1}$ ).

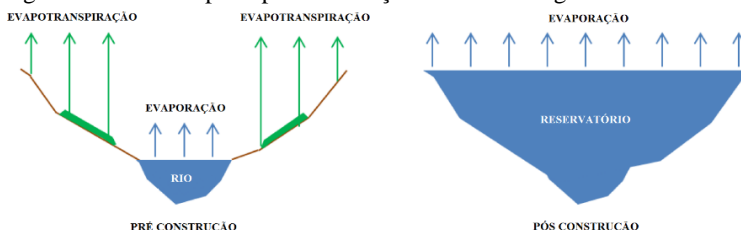
Essa abordagem não leva em consideração as perdas de água que existiam antes da construção da hidrelétrica. Além do fato de que o reservatório poderia ser originalmente um lago natural ou uma área já inundada por uma barragem para outros fins (BAKKEN, 2013).

Outro método é o do cálculo da evaporação líquida, demonstrada na Equação 5 a seguir, onde se subtrai a evaporação encontrada na região do reservatório previamente a construção do barramento (BAKKEN, 2013).

$$PH = \frac{ET - ET_{pré}}{EG}$$

onde  $ET_{pré}$  corresponde à evaporação total de água de um reservatório antes da sua inundação ( $m^3 \cdot ano^{-1}$ ). A Figura 2 abaixo ilustra as fases pré e pós-construção da barragem.

Figura 2 – Fases de pré e pós-construção de uma barragem.



Fonte: Adaptado de Bakken (2013).

A última abordagem, apresentada por Herath et al. (2010) e chamada de balanço hídrico, segue a ideia de que a evaporação da água do reservatório é reposta pela precipitação que cai sobre o mesmo ao longo do período em análise. A Equação 6 a seguir define este cálculo.

$$PH = \frac{ET-P}{EG}$$

onde P corresponde à precipitação anual direta sobre o reservatório ( $m^3 \cdot ano^{-1}$ ).

As três abordagens dão resultados, geralmente, muito distintos, portanto não podem ser comparadas entre si, sem antes um entendimento aprofundado das limitações e das premissas de cada método (BAKKEN, 2013).

Apesar de a definição de pegada hídrica, a priori, não excluir outras perdas de água no cálculo, é mostrado em publicações que a perda de água dominante é dada pela evaporação de água do espelho d'água do reservatório (BAKKEN, 2013). Outra perda como a infiltração de água no solo foi discutida por Gleick (1994), mas como em muitos casos é muito pequena e ainda tudo indica que continua na mesma bacia, portanto não é considerada uma perda.

Os resultados das equações são dados em taxa de consumo de água específica, expressa em unidade de volume por unidade de energia gerada (BAKKEN, 2013).

## 2.2.2 Limitações

A pegada hídrica é relativamente um conceito novo e as suas ferramentas de cálculo também, e como geralmente acontece com os novos conceitos e ferramentas, as expectativas nem sempre se tornam realidade (HOEKSTRA, 2011). Algumas questões tornam o conceito

ainda limitado, como a questão de não considerar outros temas ambientais, como as mudanças climáticas, a depleção de minerais, a degradação do solo, as áreas limitadas para produção, a poluição dos oceanos, entre outros. Também por não considerar aspectos econômicos e sociais, como a pobreza, o desemprego e a dificuldade no acesso à água potável (HOEKSTRA, 2011). É importante mencionar que a pegada hídrica apenas saiu do meio acadêmico nos anos 2000, e consequentemente, é difícil encontrar exemplos práticos, já que a maior ênfase ainda é dada para a fase de cálculo (HOEKSTRA, 2011).

A metodologia de cálculo de pegada hídrica de usinas hidrelétricas na bibliografia aparece geralmente muito simplista e imprecisa, levando algumas diferenças individuais a serem mascaradas. O método de cálculo não leva em consideração algumas especificidades dos reservatórios e das usinas individualmente, nem de um grupo de usinas reguladas juntas (em cascata). O método de cálculo, também, não distingue os empreendimentos onde lagos naturais são usados como reservatórios, podendo ter um espelho d'água muito maior do que o necessário para a geração de energia elétrica, nem tem uma metodologia já esclarecida de como dividir o consumo de água entre os diversos usos que são dados a um mesmo reservatório (BAKKEN, 2013).

#### 2.2.2.1 Inconsistência nos métodos de cálculo

Como já foi descrito nas seções anteriores, existem três métodos diferentes de cálculo de consumo de água por usinas hidrelétricas. Entre esses, o “Consumo bruto de água” (Equação 4) é o dominante e o único método aplicado e publicado até 2010, já os métodos de “Consumo líquido de água” (Equação 5) e de “Balanço hídrico” (Equação 6) foram introduzidos posteriormente e ainda não foram aprofundados. A publicação de Mekonnen and Hoekstra (2012), que está entre as mais fortes proponentes para o cálculo da pegada hídrica, utiliza o método do Consumo bruto de água. Hoekstra et al. (2011) defende que o Consumo bruto de água é a maneira correta de aplicar a metodologia de pegada hídrica em usinas hidrelétrica.

Por outro lado, o uso da metodologia de Consumo bruto de água, como base de cálculo, é controverso, já que até uma pequena usina hidrelétrica, fazendo uso de uma parte bem pequena de um reservatório, vai ter um consumo de água muito grande sendo atribuído a ela, apesar de literalmente não causar quase nenhuma influência no balanço hídrico total do reservatório. Podemos observar também, no caso de inundação da vegetação, que a evaporação de áreas alagadas vai até um valor limite

da diferença da evaporação da área original. Isso foi também publicado indicando que a vegetação natural poderia ter uma grande taxa de evaporação, tão grande quanto a do espelho d'água do reservatório (LEIGH JR., 2009). No outro extremo, a implantação de um reservatório numa área desértica causaria uma perda líquida total de água, já que originalmente não havia evaporação quase nenhuma (BAKKEN, 2013). A metodologia de Consumo de água bruta não diferencia entre os diversos tipos de usinas hidrelétricas, não interessando como era a área antes da inundação. Ainda, mesmo com as fronteiras espaciais delimitadas sendo maiores que a extensão do reservatório, os efeitos indiretos na terra e no uso de água introduzidos por outras atividades, não são contados (BAKKEN, 2013).

Apesar das limitações apresentadas, de acordo com Hoekstra et al. (2011) e Mekonnen and Hoekstra (2012) a evaporação bruta deve ser usada como base para o cálculo de pegada hídrica de hidrelétricas, já que “a pegada hídrica não se refere à evaporação adicional, mas sim, ao volume de água que pode ser associada com um uso humano específico”.

#### 2.2.2.2 Fronteiras espaciais

Nas publicações mais relevantes “o sistema” é interpretado como sendo o reservatório ligado diretamente a uma usina hidrelétrica (BAKKEN, 2013). E, portanto, o cálculo é feito dividindo a evaporação de todo o reservatório pela produção de energia da usina hidrelétrica diretamente ligada ao reservatório. Porém, a publicação do IPCC (2012) considera que o sistema pode muitas vezes ser mais complexo do que isso, podendo ser constituído por apenas um pedaço do reservatório ou até por um conjunto de hidrelétricas.

Um jeito comum de construção de empreendimentos hidrelétricos em uma bacia hidrográfica é construir, na mesma bacia hidrográfica, usinas em série (cascata), usando um ou vários reservatórios para regular todo o sistema. O reservatório é usualmente localizado a montante dos demais empreendimentos, onde a topografia geralmente é mais favorável para a construção de uma barragem e tem geralmente menos densidade populacional, assim reduzindo os impactos sociais. O reservatório a montante irá regular a vazão de água para as demais usinas hidrelétricas a jusante, muitas vezes usinas a fio d'água, consequentemente a operação dessas usinas a jusante são consideravelmente dependentes da usina com reservatório a montante (BAKKEN, 2013).

Mekonnen and Hoekstra (2012) descobriram que existe uma relação entre a área do reservatório e o consumo de água estimado. Isso não é nenhuma surpresa, já que a evaporação total de água é retirada do produto da taxa de evaporação específica pela área do reservatório. Porém, pelo fato de muitos reservatórios não terem como único objetivo a geração de energia, eles podem ser maiores do que o necessário para a geração em si, visando atender os diversos usos. Demeke (2013) propôs que quando o reservatório tem usos múltiplos, a pegada hídrica da usina hidrelétrica não pode considerar todo a área do reservatório no cálculo. Apenas o estudo realizado por Pasqualetti (2008) abordou as perdas no contexto do uso múltiplo do reservatório e trouxe resultados com grande diferença dos convencionais.

Reservatórios com múltiplos usos são muito comuns e, via de regra, a metodologia de cálculo para eles ainda tem que evoluir muito, até que tenhamos uma estimativa confiável. Isso também é suportado por Mekonnen and Hoekstra (2012) e Demeke (2013), ambos defendem a necessidade de uma metodologia que distribua as perdas de água para esse tipo de reservatório (BAKKEN, 2013).

Mais uma vez é possível verificar que considerações simplistas de cálculo de pegada hídrica podem trazer uma imagem tendenciosa e/ou distorcida de como os empreendimentos hidrelétricos consomem água. Portanto, definir as fronteiras espaciais sem analisar todas as variáveis envolvidas, pode acabar por superestimar a pegada hídrica deste empreendimento (BAKKEN, 2013).

#### 2.2.2.3 Fronteiras temporais

Tanto a taxa de evaporação quanto a geração de energia variam no tempo, a evaporação devido às mudanças climáticas, e a produção de energia devido à economia, à tecnologia, à fatores ambientais e à fatores sociais. Portanto, se o objetivo é avaliar a pegada hídrica nos próximos anos, é importante considerar tanto a periodicidade quando as tendências de evaporação e de produção. Tanto períodos muito curtos, quanto períodos muito longos podem distorcer o valor real, já que tendências e periodicidades são importantes (WÖRMAN, 2010). Os indicadores de pegadas hídricas devem sempre estar acompanhados dos seus períodos de análise (BAKKEN, 2013).

#### 2.2.2.4 Ciclo de Vida



Todos os três métodos de cálculos de consumo de água apresentados apenas levam em consideração a fase de operação das usinas hidrelétricas. De acordo com Inhaber (2004) e Fthenakis e Kim (2010), as outras fases do ciclo de vida da produção de energia hidrelétrica consomem muito menos água que a fase de operação. Um estudo completo deveria levar em consideração também a fase de planejamento e de preparação do projeto, a fase de construção e descomissionamento, e ainda na fase operacional, o consumo humano na própria planta da usina. Incluindo essas outras fases, o consumo de água na produção da energia hidrelétrica aumentaria, porém não significativamente (BAKKEN, 2013).

### 2.3 MÉTODO PARA ESTIMATIVA DE EVAPORAÇÃO

Dois processos estão envolvidos na relação da água em seus estados líquido e vapor. Condensação, que é o movimento das moléculas de vapor de água no ar para a superfície do corpo hídrico, e a vaporização, que é o movimento contrário, das moléculas de água para fora da superfície do corpo hídrico. A diferença entre a taxa de vaporização, que é função da temperatura, e da taxa de condensação, que é função da pressão de vapor, é a taxa de evaporação (SHUTTLEWORTH, 1992). A taxa de vaporização de qualquer superfície molhada é determinada por três fatores: (i) o estado físico do ar a sua volta; (ii) o calor líquido disponível; e (iii) a umidade acima da superfície de evaporação. O “estado do ar a sua volta” é determinado pela temperatura, pressão de vapor e velocidade de deslocamento (MONTEITH, 1991). Sintetizando, a intensidade da taxa de evaporação está principalmente relacionada a fatores como a temperatura do ar e da água, a umidade do ar e à insolação. No caso de hidrelétricas, além das mencionadas anteriormente, as perdas por evaporação são dependentes de características do local, como área alagada e profundidade do reservatório (COOLEY, FULTON e GLEICK, 2011).

Em 1986, Morton (1986) publicou o programa WREVP, que definiu aspectos operacionais para estimativas computacionais de evapotranspiração real e evaporação de lagos. Esse programa otimizou os cálculos de evaporação de lagos, unindo três modelos publicados anos antes, o modelo CRAE (Complementary Relationship Areal Evapotranspiration) (MORTON, 1983a), o CRWE (Complementary Relationship Wet-Surface Evaporation) (MORTON, 1983b) e o CRLE (Complementary Relationship Lake Evaporation) (MORTON, 1986). O CRAE calcula a evapotranspiração para um ambiente terrestre, enquanto

o CRWE trata de lagos com baixa profundidade e o CRLE dos lagos profundos (superior a 150m). Para esse último, a radiação global absorvida é a peça chave, sendo o objetivo da programação de um routing no programa, já que em uma escala de tempo mensal a variação no calor armazenado pode ser considerável (MCMAHON, 2013b).

Esse programa foi usado por McMahon et al. (2013a). Eles realizaram um estudo aprofundado sobre os modelos já existentes de cálculo de evaporação e concluíram que o programa WREVP é a alternativa mais adequada para o cálculo das estimativas de evaporações de água em lagos em profundidade (MCMAHON, 2013a). Os autores ainda disponibilizaram em arquivo executável e em linguagem computacional FORTRAN o programa iniciado por Morton et al. (1986).

A partir da constatação acima e do uso do programa WREVP pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico brasileiro - ONS (2004), optou-se pela utilização do referido programa e de seu modelo acoplado CRLE para a execução do presente estudo. É importante acrescentar a substancial fundamentação teórica do modelo. Morton (1983b) expôs alguns dos principais benefícios da utilização do WREVP, são eles: a possibilidade de aplicação a ambientes distintos sem alteração dos coeficientes, e a utilização de poucas variáveis com séries históricas (insolação, temperatura do ar e umidade do ar).

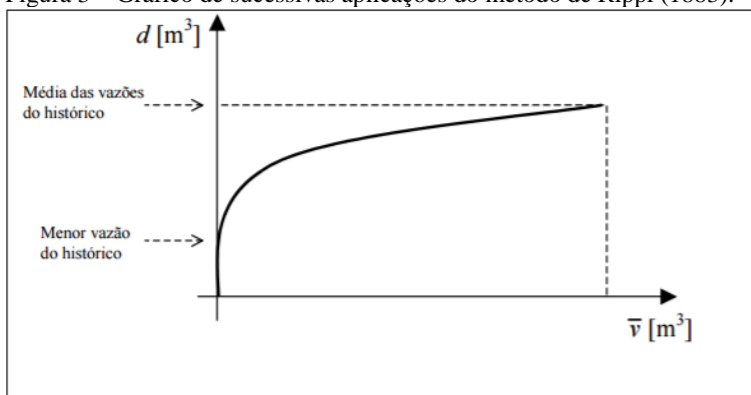
## 2.4 ENERGIAS ASSEGURADA E GERADA

### 2.4.1 Conceito prévio – Energia firme

O conceito de suprimento firme surgiu no final do século XIX, quando se estudava o dimensionamento de reservatórios para o abastecimento de água das cidades. O objetivo era determinar a capacidade de armazenamento que asseguraria uma determinada vazão “firme”, mesmo na ocorrência da sequência mais seca registrada. Rippl (1883) propôs um diagrama para determinar graficamente a mínima capacidade de armazenamento ( $V$ ) que um reservatório deveria ter para garantir o atendimento a uma demanda ( $D$ ) constante (“firme”), caso o histórico de vazões naturais afluentes voltasse a ocorrer. Esta mesma capacidade de armazenamento pode ser calculada através de uma recursão inversa no tempo. Aplicando o método de Rippl (1883) sucessivas vezes, para diferentes demandas, pode-se construir um gráfico (Figura 3) que responde à pergunta inversa: qual a demanda firme ( $D$ ) que pode ser atendida por uma determinada capacidade de

armazenamento ( $V$ )? Observa-se na Figura 3 a seguir, que a demanda firme capaz de ser atendida por um reservatório de tamanho “infinito” é a média dos volumes afluentes do histórico. No outro extremo (reservatório de tamanho zero), esta demanda firme seria igual ao menor volume afluente do histórico (FARIA, 2004).

Figura 3 – Gráfico de sucessivas aplicações do método de Rippl (1883).



Fonte: Faria (2004).

O conceito de suprimento firme e o método apresentado na Figura 3 foram posteriormente levados para o setor elétrico e aplicados ao dimensionamento econômico de usinas hidrelétricas. Essencialmente, para cada alternativa de capacidade do reservatório da usina, era calculada a energia firme resultante, isto é, a maior demanda de energia que ela poderia atender, sem que houvesse déficit, quando se simulava sua operação para todas as vazões registradas no histórico. A razão entre o custo de construção de cada alternativa e a respectiva energia firme era usada como índice custo/benefício, o que permitia a comparação econômica de alternativas (FARIA, 2004).

Após a determinação de um critério para calcular a energia firme de uma usina hidrelétrica, o próximo passo seria calcular a energia firme de um sistema composto por múltiplas usinas. O conceito de energia firme neste caso é o mesmo, ou seja, é a máxima demanda que o sistema consegue atender, sem que haja déficit, quando se simula sua operação para todo o histórico de vazões (FARIA, 2004).

## 2.4.2 Energia Assegurada

Como explicado anteriormente, a energia firme de uma usina hidrelétrica corresponde à máxima produção contínua de energia que pode ser obtida, supondo a ocorrência da sequência mais seca registrada no histórico de vazões do rio onde ela está instalada. O histórico de vazões atualmente utilizado pelas usinas hidrelétricas do sistema brasileiro é composto por dados verificados ao longo de setenta anos. Com base nesse histórico, e utilizando recursos estatísticos, podem ser simuladas milhares de outras possibilidades de sequências de vazões para cada usina (ANEEL, 2005).

O conceito de energia firme é utilizado para a determinação da energia assegurada. Com a diferença de que a energia assegurada do sistema elétrico brasileiro é a máxima produção de energia que pode ser mantida quase que continuamente pelas usinas hidrelétricas ao longo dos anos, simulando a ocorrência de cada uma das milhares de possibilidades de sequências de vazões criadas estatisticamente, admitindo certo risco de não atendimento à carga, ou seja, em determinado percentual dos anos simulados, permite-se que haja racionamento dentro de um limite considerado aceitável pelo sistema. Na regulamentação atual, esse risco é de 5%. Desse modo, a determinação da energia assegurada independe da geração real e está associada às condições, a longo prazo, que cada usina pode fornecer ao sistema, assumindo um critério específico de risco do não atendimento do mercado (déficit), considerando principalmente a variabilidade hidrológica à qual a usina está submetida. Nos cálculos das energias asseguradas, são desconsiderados os períodos em que a usina permanece sem produzir energia por motivo de manutenções programadas e paradas de emergência. Considera-se energia assegurada de cada usina hidrelétrica, a fração, a ela alocada, da energia assegurada do sistema (ANEEL, 2005).

A operação cooperativa do parque gerador brasileiro foi historicamente adotada visando garantir o uso eficiente de recursos energéticos no país. Com a introdução da competição no segmento de geração de energia e o aumento do número de agentes, optou-se pela manutenção da operação centralizada das centrais geradoras hidrelétricas, visando a otimização do uso dos reservatórios e a operação com mínimo custo ao sistema. A contabilização do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é uma importante aplicação dos valores de energia assegurada. O MRE é um mecanismo financeiro que objetiva compartilhar os riscos hidrológicos que afetam os geradores, na busca de garantir a otimização dos recursos hidrelétricos dos sistemas interligados. A intenção é garantir que todos os geradores dele

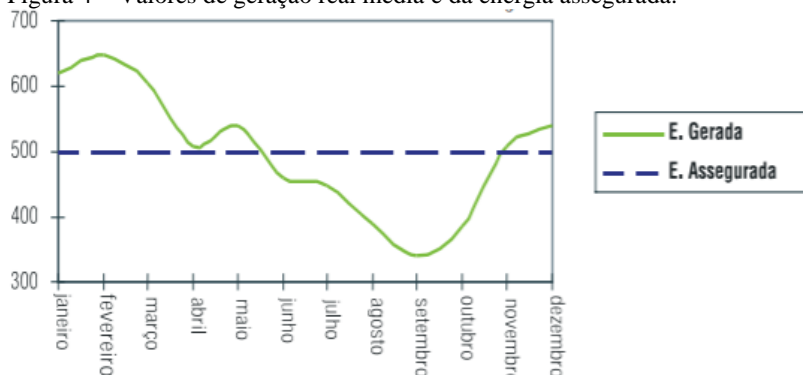
participantes comercializem a energia assegurada que lhes foi atribuída, independentemente de sua produção real de energia, desde que as usinas integrantes do MRE, como um todo, tenham gerado energia suficiente para tal. Em outras palavras, por meio do MRE, a energia produzida é contabilmente distribuída, transferindo o excedente daqueles que geraram além de sua energia assegurada para aqueles que geraram abaixo, por imposição do despacho centralizado do sistema (ANEEL, 2005).

A energia gerada pelo MRE pode ser maior, menor ou igual ao total de energia assegurada das usinas participantes desse mecanismo, conforme descrito a seguir:

- se a soma da energia gerada pelas usinas for maior ou igual à soma das suas energias asseguradas  $\Rightarrow$  haverá um excedente de energia, denominado Energia Secundária, que será também realocada entre os geradores;
- se a soma da energia gerada pelas usinas for menor que a soma das suas energias asseguradas  $\Rightarrow$  não haverá energia suficiente para que todos os geradores recebam a totalidade de sua energia assegurada. Será então calculado para cada gerador, na proporção de sua energia assegurada, um novo valor de energia disponível, apenas para efeito do MRE (ANEEL, 2005).

A Figura 4 apresenta, para fins de exemplificação, um gráfico com os valores de geração real média de uma usina hidrelétrica ao longo de um ano, em função das condições hidrológicas do Sistema e do nível anual de energia assegurada da mesma.

Figura 4 – Valores de geração real média e da energia assegurada.



Fonte: ANEEL (2005).

Há uma importante relação entre os valores de energia assegurada e a confiabilidade de suprimento: para qualquer combinação de geradores cuja soma dos valores de energia assegurada seja igual à demanda total, a confiabilidade física de suprimento deverá ser igual ou melhor do que o padrão estabelecido. Além da importância para a confiabilidade de suprimento e expansão eficiente, os valores de energia assegurada têm grande importância comercial, pois constituem a quantidade máxima de energia que o gerador pode comprometer (volumes médios anuais) com contratos de longo prazo (ANEEL, 2005).

Resumindo, a energia assegurada é calculada considerando um critério de planejamento da operação, onde são representadas as diversas fontes de geração existentes e em construção, o sistema de transmissão, a evolução do consumo e a incerteza hidrológica. De forma simplificada, a energia assegurada pode ser entendida como a capacidade média de geração das usinas hidrelétricas considerando critérios de risco, sendo que o limite máximo de risco de déficit admitido pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é de 5% (ONS, 2016).

### **2.4.3 Sinergia da operação integrada de usinas hidrelétricas**

A operação integrada de um conjunto de usinas hidrelétricas possibilita aproveitar a existência da diversidade hidrológica usualmente observada entre elas, e regular suas vazões afluentes, importante tarefa realizada pelos reservatórios. Estas possibilidades fazem com que, através de uma operação conjunta, as usinas consigam atender a uma demanda constante de energia maior que a soma das demandas que cada uma conseguiria atender se operasse individualmente. A diversidade hidrológica possibilita que as usinas situadas em bacias que estão experimentando condições hidrológicas mais favoráveis “ajudem” aquelas que atravessam períodos de estiagem (e vice-versa quando os períodos hidrológicos se invertem). Com isso, a operação integrada das usinas traz benefícios para o sistema como um todo. Já, se cada usina operasse individualmente, estes benefícios não seriam obtidos. Em outras palavras, a energia assegurada total resultante da operação integrada das usinas é maior que a soma das energias asseguradas individuais de cada uma, mesmo que estas estejam localizadas em diferentes bacias (FARIA, 2004).

Outra forma de benefício observada na operação integrada das usinas é a ação dos reservatórios, que além de regularizar as vazões naturais afluentes da própria usina (armazenando água em períodos

úmidos para usar em períodos mais secos), ajudam na regularização das vazões das usinas a jusante. Uma usina a fio d'água (sem reservatório), por exemplo, tem sua produção de energia totalmente dependente das vazões naturais dos rios, que são sazonais e voláteis. A maior demanda constante de energia que ela consegue atender tende a ser baixa, dado que não é possível armazenar e transferir água dos períodos úmidos para os períodos secos. Entretanto, esta usina é beneficiada quando há um reservatório a montante, pois sua função de regularizar as vazões a jusante beneficia diretamente as usinas a fio d'água, fazendo com que elas consigam atender a uma demanda constante superior à que conseguiriam se dependessem somente das vazões naturais dos rios em que estão estabelecidas (FARIA, 2004).

Resumidamente, existe um ganho “sinérgico” de energia assegurada, que resulta da ação cooperativa de todos os agentes do sistema. Existe uma diferença de quase 8000 MW médios entre a soma das energias asseguradas “individuais” e a energia assegurada integrada do sistema hidrelétrico brasileiro (FARIA, 2004).

## 2.5 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS) E A REGULAÇÃO DA GERAÇÃO

Pelas regras do setor, o “despacho” (ordem para operação) hidrelétrico é feito pelo ONS, que determina qual usina deve operar, em qual momento, e com qual intensidade. A lógica desta operação é baseada na minimização do custo total de operação (imediato e futuro) do sistema. O risco resultante dessa operação centralizada é rateado entre as usinas hidrelétricas por meio do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia). Em outras palavras, as usinas não têm autonomia alguma sobre sua própria operação. A comercialização da energia das usinas hidrelétricas é realizada por meio de contratos de venda de energia. Cada usina possui um limite comercial de venda, denominado Energia Assegurada, a qual é calculada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e homologada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) (FARIA, 2004).

O gerador decide o percentual de sua energia assegurada que será vendido em contratos, e a energia remanescente produzida pela usina é liquidada no Mercado de Curto Prazo ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Ainda que algumas hidrelétricas planejassem deixar uma parte do seu lastro de venda para suprir momentos em que a geração está abaixo da sua energia assegurada. A partir de 2014, o volume total de energia gerada por todas as hidrelétricas passou a ser

muito inferior à energia assegurada das usinas hidrelétricas. A diferença entre a energia assegurada das usinas hidrelétricas e o volume de energia efetivamente gerada – chamada no jargão setorial de GSF, um acrônimo em inglês para “Generation Scaling Factor” – passou a se tornar um pesadelo bilionário para os geradores hidrelétricos, devido a várias causas que podem ser divididas em duas categorias. A primeira categoria se refere aos riscos hidrológicos e comerciais que fazem parte do negócio dos geradores e devem ser assumidos pelos mesmos: se chover menos ou se a estratégia de contratação de energia dos geradores for errada, os mesmos devem colher as recompensas ou prejuízos derivados dessa situação, segundo regras que já eram conhecidas desde o começo. A segunda categoria, que o governo, até pouco tempo atrás, negava-se a reconhecer, é que uma parte do problema advém da forma como o sistema tem sido expandido e operado. A geração hidrelétrica foi reduzida devido a Políticas de Expansão e Operação impostas pelo próprio governo e que não poderiam ser antecipadas, muito menos incluídas nos modelos e estratégias dos geradores. Quando isso ocorre, pode-se dizer que os geradores são expostos de forma involuntária, impondo-lhes riscos para os quais não havia ferramentas de gestão disponíveis. Também se incluem nesta segunda categoria diversos fatores alheios à vontade dos geradores hidrelétricos, como os atrasos em projetos de geração e transmissão e a rescisão contratual de relevantes empreendimentos de geração. Ambos influenciam negativamente a robustez da matriz elétrica e suas consequências não podem ser assumidas pelos geradores hidrelétricos (FARIA, 2004).

Pelas regras do setor, o risco dos geradores hidrelétricos deveria ser limitado por dois fatores. Em primeiro lugar, a Política de Expansão deveria ser dimensionada de forma a manter o risco de déficit limitado a 5%. Em segundo lugar, a Política de Operação é baseada em modelos que pressupõem corte de carga sempre que o Custo Marginal de Operação (CMO) superar o Custo de Déficit. Havendo racionamento para promover a redução de carga, a legislação prevê a redução dos contratos na mesma proporção da redução de consumo (FARIA, 2004).

Este Módulo define a metodologia de Modulação que será aplicada às energias asseguradas das usinas participantes do MRE, bem como o funcionamento do citado Mecanismo, que tem a finalidade de operacionalizar o compartilhamento dos riscos hidrológicos associados ao despacho centralizado e à otimização do Sistema Hidrotérmico pelo ONS.

As gerações das usinas hidrelétricas e térmicas estão sujeitas ao despacho centralizado efetuado pelo ONS. Dessa forma, os perfis de



geração dos Agentes sujeitos ao despacho centralizado, independente de seus compromissos de venda de energia baseados em seus certificados de energia assegurada, não têm controle sobre seu nível de geração. Dadas as grandes dimensões territoriais do Brasil, existem também diferenças hidrológicas significativas entre as regiões, ou seja, períodos secos e úmidos não coincidentes, fazendo com que existam transferências de energia entre regiões. Uma região em período seco deve armazenar água, produzindo abaixo da média, enquanto que uma região úmida produz acima da média. Como o despacho é centralizado, ou seja, a água é de todos e o seu uso não é decidido pelo proprietário da usina, o MRE minimiza e compartilha entre os perfis de geração dos Agentes o risco de venda de energia em longo prazo. O MRE assegura que todas as usinas participantes recebam seus níveis de energia assegurada independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da energia assegurada do Sistema. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas Garantias Físicas para aqueles que geraram abaixo (CCEE, 2010).



### 3 METODOLOGIA

#### 3.1 ÁREA DE ESTUDO

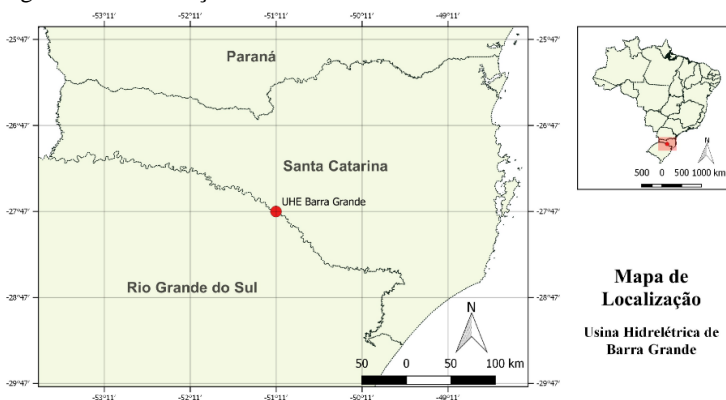
No Brasil, estima-se que o consumo anual total de eletricidade na rede deva aumentar de 473.395 GWh em 2014 para 693.469 GWh em 2024 – uma taxa anual média de 3.9% (EPE, 2015). Os aproveitamentos hidrelétricos consistem na principal fonte de eletricidade do país, correspondendo a aproximadamente 65% da geração em 2015 e a 21% da capacidade instalada prevista para os empreendimentos em construção no país em maio de 2016 (ANEEL, 2016a).

As usinas hidrelétricas corresponderam, em 2014, por 73% da eletricidade gerada no país, fonte que é a líder absoluta: a termoeletricidade respondeu por 26% e as eólicas por 1%. O parque hidrelétrico atualmente instalado no país é composto por mais de 1.110 usinas de vários portes que somam mais de 92.000 MW de potência instalada (SALES, MONTEIRO e HOCHSTETLER, 2015).

Na sub bacia em estudo, a do Rio Pelotas (divisa dos estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul) existe apenas um grande empreendimento hidrelétrico, a Usina Hidrelétrica Barra Grande com 690 MW de potência instalada, o que representa 24% da demanda catarinense ou 18% da demanda gaúcha. A jusante da sub bacia do Rio Pelotas (bacia do Rio Uruguai) existe diversas outras usinas de grande porte, e com reservatório, em cascata, como a UHE Campo Novos, UHE Itá, UHE Machadinho e UHE Foz do Chapecó (ANEEL, 2016a).

O presente estudo abrange apenas a Usina Hidrelétrica Barra Grande. A Figura 5 a seguir demonstra a localização geográfica da Usina. (BAESA, 2016).

Figura 5 – Localização da Usina Hidrelétrica Barra Grande.



A Usina Hidrelétrica Barra Grande foi construída no leito do rio Pelotas, entre os municípios de Anita Garibaldi/SC e Pinhal da Serra/RS, apesar de sua casa de força ficar na margem gaúcha. A barragem fica, cerca de 43 km da confluência do Rio Pelotas e do Rio Canoas. Seu reservatório abrange uma área de até 95 km<sup>2</sup> quando está em nível máximo de operação, ocupando parcialmente terras de nove municípios. O empreendimento está em operação desde o dia 1º de novembro de 2005 (BAESA, 2016).

### 3.2 ESTIMATIVA DE EVAPORAÇÃO – O PROGRAMA WREVAP

Para a estimativa do consumo de água será usado o programa WREVAP apresentado por Morton (1983a) e disponibilizado em linguagem Fortran por McMahon (2013b). Esse programa é o mais indicado para a análise de evaporação de água em reservatórios profundos.

O programa WREVAP calcula a evaporação real de superfícies terrestres, de lagos rasos e de lagos profundos, todos baseados nas publicações de Morton (1983a,b; 1986). O programa é uma modificação da versão do WREVAP do Morton (1983a,b; 1986) e consiste em um módulo (WREVAP data) e cinco sub-rotinas (crae, crwe, crle1, crle2 e sub1). As sub-rotinas crae, crwe e crle representam os três programas do Morton de mesmo nome. Das duas versões do CRLE, a crle1 calcula a evaporação dos lagos assumindo que a profundidade do mesmo é constante, e a crle2 faz o cálculo assumindo que a profundidade dos lagos varia mensalmente. Abaixo segue o resumo dos componentes do programa (MCMAHON, 2013b):

- WREVAP data: Declaração de variáveis e constantes;
- crae: Calcula a evaporação real de um ambiente terrestre;
- crwe: Calcula a evaporação em lagos rasos;
- crle1: Calcula a evaporação em lagos profundos (profundidade constante);
- crle2: Calcula a evaporação em lagos profundos (profundidade variável);
- sub1: Calcula a radiação solar.

Segundo Morton (1983a), o modelo CRLE produz uma estimativa confiável da evaporação anual de um lago a partir de valores mensais de temperatura, umidade e duração da radiação solar observada. Estudos mostraram que essa técnica é consideravelmente superior as demais técnicas atualmente em uso.

No procedimento de Morton para o método CRLE, os dados de intensidade de radiação solar não são necessários, já que são estimados através do tempo de exposição ao sol. As variáveis necessárias para computar o método em escala mensal são: para cada mês, a média da temperatura diária (°C), a média diária da umidade relativa do ar (%), a média diária das horas expostas à radiação solar (horas/dia), a precipitação média anual (mm), a latitude (graus decimais, negativos no hemisfério sul), a elevação em relação ao nível do mar (m), a salinidade da água (ppm) e a profundidade média do lago (m). As saídas do modelo CRLE são a radiação líquida na superfície do corpo hídrico, a evaporação potencial e a evaporação real do lago profundo.

Morton (1986) observou que o modelo CRLE é sensível à variável radiação (ou horas de exposição à radiação), mas insensível à desvios nas variáveis temperatura do ar e umidade relativa. Colocando em números, o CRLE apresenta dados de saída com alterações irrelevantes quando dá variação de altitude inferior à 200 metros, salinidade inferior a 5000 partes por milhão, latitude inferior a 1 grau e variação de profundidade média inferior a 5 por cento nos parâmetros de entrada (MCMAHON, 2013b).

Devido a disponibilidade de todos os dados necessários e da busca por maior precisão no cálculo da evaporação, no presente trabalho será utilizada a componente crle2 que calcula a evaporação em lagos profundos com dados de profundidade variável. Os valores de entrada no modelo utilizados no cálculo são apresentados no Apêndice A.

### 3.3 FONTE DE DADOS

O Quadro 1 a seguir apresenta um resumo das fontes de dados primárias adotadas para o cálculo das estimativas de pegada hídrica. Buscando a maior precisão possível nos dados, foram utilizados os dados medidos diretamente pela equipe de operação e manutenção (O&M) da UHE Barra Grande e de seus prestadores de serviços especializados para as medições e monitoramentos.

Os dados que não haviam medições realizadas pelo empreendimento, foram adquiridos nas fontes referenciadas.

Quadro 1 – Fonte de dados.

Dados	Unidade	Periodicidade	Fonte
Altitude	m	Pontual	Dados concedidos pela equipe de O&M da UHE Barra Grande
Salinidade	ppm	Pontual	
Nível de operação	m	Horária	
Energia Gerada	MWh	Mensal	
Energia Assegurada	MWh	Mensal	
Precipitação média anual	mm	Diária	INMET(2016) e dados concedidos pela equipe de O&M da UHE Barra Grande
Temperatura média do ar	°C	Diária	
Umidade relativa média do ar	%	Diária	INMET(2016)
Insolação média	horas	Diária	

Como os dados de entrada no modelo devem ter a periodicidade mensal, foram calculadas as médias mensais para os dados com frequência de medição maior que mensal.

O período de tempo utilizado no cálculo da pegada hídrica foi de novembro de 2005 até dezembro de 2016, onze anos de medições constantes de todos os dados.

#### 3.3.1 Dados Climatológicos

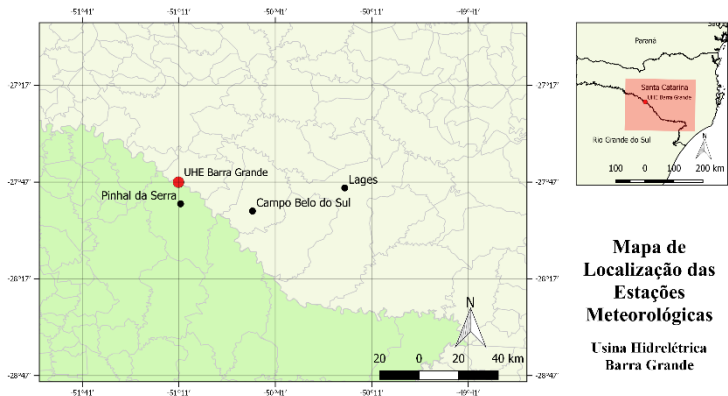
Para a composição dos dados climatológicos de entrada no modelo WREVP foram utilizadas três estações meteorológicas da região de estudo. As estações automáticas, localizadas nos municípios de Pinhal da Serra/RS e Campo Belo do Sul/SC, bem como, a convencional de superfície localizada em Lages/SC, única com série de dados históricos. Todas são instaladas dentro dos padrões Internacionais

da OMM (Organização Meteorológica Mundial). O Quadro 2 a seguir apresenta os dados das estações e a Figura 6 suas localizações.

Quadro 2 – Estações meteorológicas

Estação	Código	Latitude	Longitude	Altitude (m)	Proprietário	Distância em linha reta até a barragem
Pinhal da Serra/RS	1026	27°53'32''S	51°10'51''W	958	UHE Barra Grande	12.81 km
Campo Belo do Sul/SC	1014	27°55'46''S	50°48'30''W	978	UHE Barra Grande	41.18 km
Lages/SC	83891	27°48'36''S	50°19'48''W	937	INMET	84.83 km

Figura 6 – Localização das estações meteorológicas



Devido a indisponibilidade de todos os dados necessários para dar entrada no modelo WREVAP da estação mais próxima (Pinhal da Serra/RS), foi feito um compilado dos dados das três estações, dando preferência para os dados das estações mais próximas à barragem da UHE Barra Grande. A partir desta definição os dados de entrada foram compostos de acordo com a Quadro 3 a seguir.

Quadro 3 – Organização dos dados climatológicos

Precipitação		
Estação	Data inicial	Data final

Pinhal da Serra/RS	Novembro/2005	Junho/2012
Lages/SC	Julho/2012	Dezembro/2012
Campo Belo do Sul/SC	Janeiro/2013	Janeiro/2013
Lages/SC	Fevereiro/2013	Fevereiro/2013
Campo Belo do Sul/SC	Março/2013	Abril/2013
Lages/SC	Maió/2013	Maió/2013
Pinhal da Serra/RS	Junho/2013	Junho/2013
Lages/SC	Julho/2013	Dezembro/2016
<b>Insolação</b>		
<b>Estação</b>	<b>Data inicial</b>	<b>Data final</b>
Lages/SC	Novembro/2005	Dezembro/2016
<b>Temperatura do ar</b>		
<b>Estação</b>	<b>Data inicial</b>	<b>Data final</b>
Pinhal da Serra/RS	Novembro/2005	Junho/2012
Lages/SC	Julho/2012	Dezembro/2012
Campo Belo do Sul/SC	Janeiro/2013	Abril/2013
Pinhal da Serra/RS	Maió/2013	Junho/2013
Lages/SC	Julho/2013	Dezembro/2016
<b>Umidade relativa do ar</b>		
<b>Estação</b>	<b>Data inicial</b>	<b>Data final</b>
Pinhal da Serra/RS	Novembro/2005	Outubro/2010
Lages/SC	Novembro/2010	Dezembro/2016

Para ilustrar com maior detalhamento a composição percentual dos parâmetros por estação meteorológica, segue a Quadro 4 a seguir:

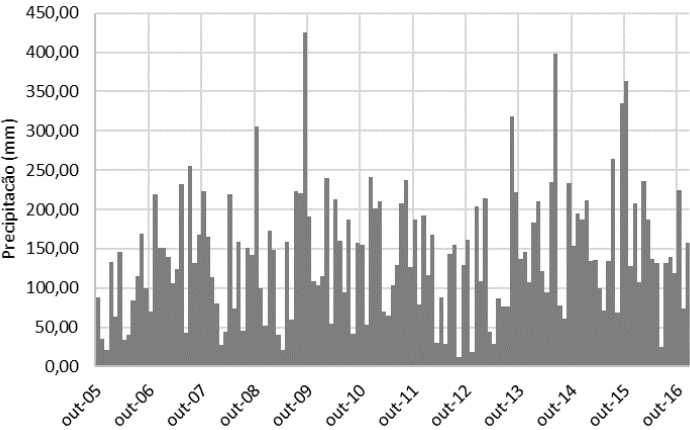
Quadro 4 – Composição percentual dos parâmetros por estação meteorológica

	<b>Precipitação</b>	<b>Insolação</b>	<b>Temperatura do ar</b>	<b>Umidade relativa</b>
<b>Estação</b>	<b>Proporção</b>			
Pinhal da Serra/RS	60,74%	0,00%	61,48%	45,19%
Campo Belo do Sul/SC	2,22%	0,00%	2,96%	0,00%
Lages/SC	37,04%	100,00%	35,56%	54,81%



Na Figura 7 a seguir está a série de dados de precipitação média mensal compilados para o período em análise.

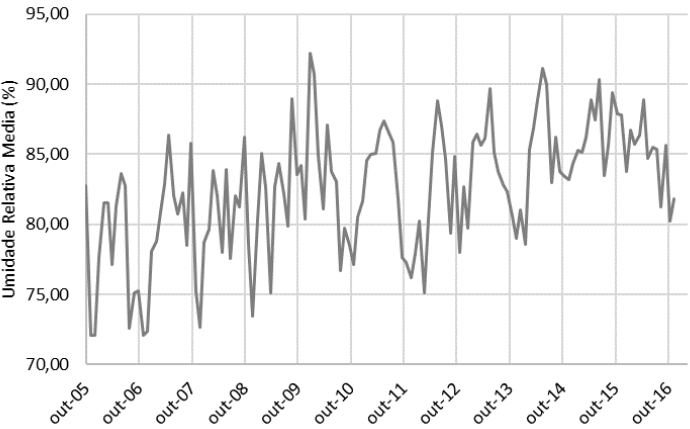
Figura 7 – Precipitação média mensal



Para dar entrada no modelo WREVPAP foi calculada a precipitação média anual para todo o período de análise, obtendo o resultado de 1705 mm precipitados por ano.

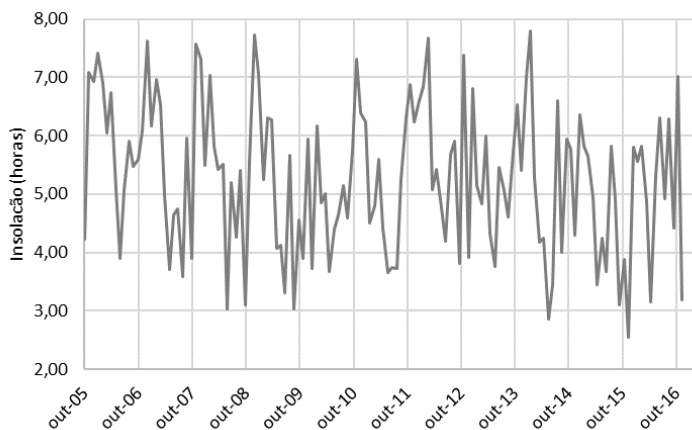
Na Figura 8 a seguir está a série de dados de umidade relativa do ar média mensal compilados para o período em análise.

Figura 8 – Umidade relativa média mensal



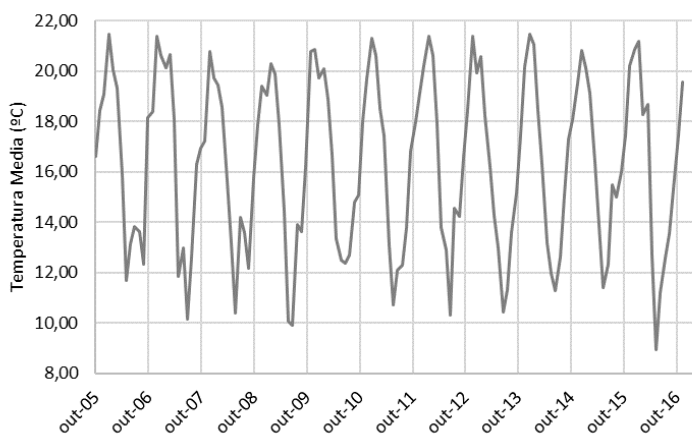
Na Figura 9 a seguir está a série de dados de insolação média mensal compilados para o período em análise.

Figura 9 – Insolação média mensal



Na Figura 10 a seguir está a série de dados de temperatura do ar média mensal compilados para o período em análise.

Figura 10 – Temperatura do ar média mensal

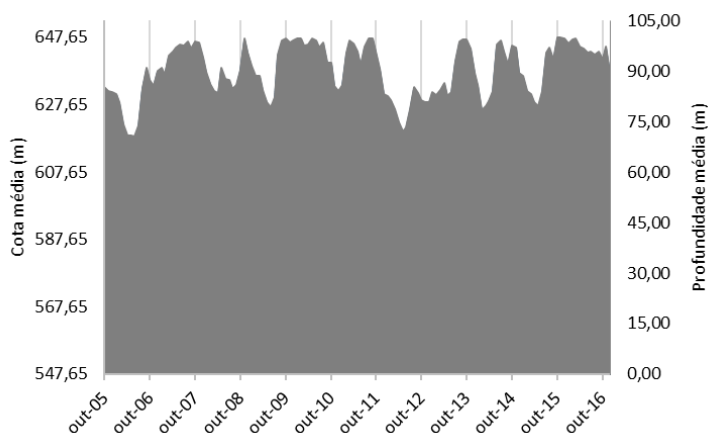


### 3.3.2 Dados Operacionais

Para os dados de cota do reservatório foram utilizadas as medições horárias realizadas pela equipe de O&M da UHE Barra Grande. A medição é realizada de forma direta e através de régua de medição com escala em centímetros. A partir dos dados horários foram feitas médias diárias e mensais.

Como para dar entrada no modelo WREVAP é necessária a profundidade média, então a profundidade foi associada à cota. Segundo Paim e Ortiz (2006), a profundidade média do reservatório na cota máxima de 647 metros é de 100 metros. A partir desse dado e das cotas médias, foi possível traçar a curva de profundidades médias do reservatório, que, como mostra a Figura 11 a seguir, é diretamente proporcional à cota.

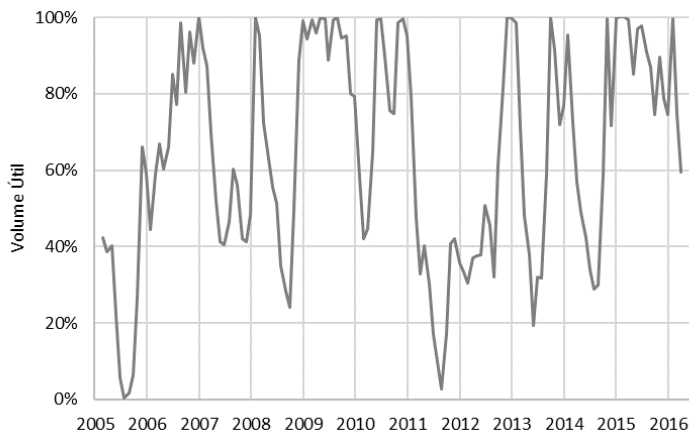
Figura 11 – Cota e profundidade média do reservatório



A variação na cota do reservatório pode parecer pequena quando o ponto de referência é a altura total do mesmo, porém quando o ponto de referência é a altura até onde se armazena o volume útil (cerca de 30 metros abaixo da cota máxima) é possível verificar a criticidade de algumas situações de escassez de água no reservatório. Em alguns casos como entre 2005/2006 e 2011/2012 o reservatório esgotou sua reserva do volume útil durante algum tempo. A Figura 12 a seguir mostra em percentual a variação do volume de água armazenada em relação à capacidade de armazenamento do volume útil ao longo do período em estudo. Os dados apresentaram um percentual médio ao longo do

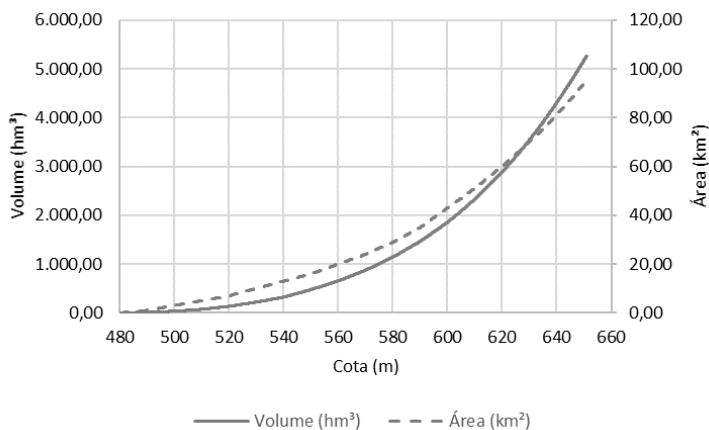
período de 64%, mostrando que apenas em pequenos períodos a usina opera com o seu reservatório no volume máximo.

Figura 12 – Percentual do volume água em relação ao volume útil do reservatório



A partir do levantamento topobatimétrico realizada no reservatório da UHE Barra Grande no ano de 2015, foi traçada a curva Cota x Volume x Área, como mostra a Figura 13 a seguir.

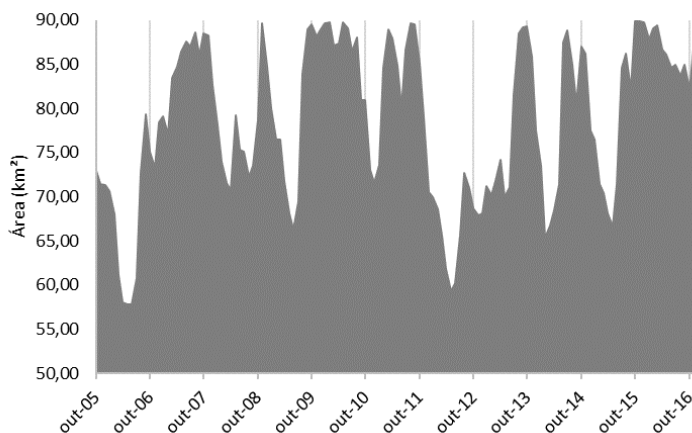
Figura 13 – Cota x Volume x Área do reservatório



A partir da curva Cota x Área e da Figura 11 apresentada anteriormente foi possível calcular a área média mensal do espelho d'água do reservatório para o período em estudo. Dado que é utilizado para o cálculo da pegada hídrica do aproveitamento hidrelétrico.

Quando calculamos a média da área do espelho d'água do reservatório ao longo do período em estudo, obtemos o valor de 78,36 km<sup>2</sup>, que é cerca de 11,50 km<sup>2</sup> menor do que a área quando o reservatório está na sua cota máxima. Isso mostra que estudos que consideram a cota máxima do reservatório e consequentemente a área máxima do espelho d'água do mesmo, podem criar distorções nos resultados. Além de que o cálculo de evaporação total atinge maior precisão quando consideramos as áreas referentes a cada fração de tempo que utilizamos para o cálculo. A seguir a Figura 14 ilustra a variação da área calculada ao longo do período.

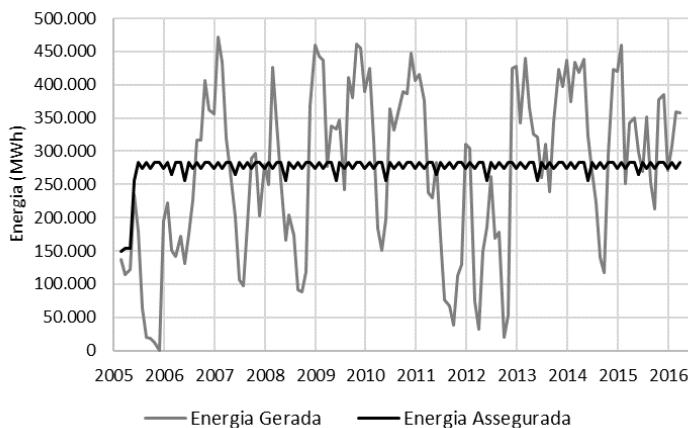
Figura 14 – Área do espelho d'água do reservatório



Segundo Morton (1986), a salinidade pode ser adotada para o uso no modelo de cálculo, quando se tratar de lagos de água doce. A partir desta a firmação, foi adotado o valor de 1 ppm.

Os dados de energia gerada e energia assegurada foram concedidos, em periodicidade mensal, pela equipe de O&M da UHE Barra Grande. Na Figura 15 a seguir é possível verificar a comparação entre as medições históricas de energia gerada e o que é esperado de energia assegurada.

Figura 15 – Energia gerada x Energia assegurada



As gerações anuais de energia também foram comparadas com as previsões da energia assegurada. Com essa comparação é possível verificar que existe também uma variação anual de energia gerada, que, porém, em longo prazo tende a obter valores próximos ao da energia assegurada. A Tabela 1 mostra que neste estudo de caso, a diferença entre as duas energias quase não existe ao longo do tempo.

Tabela 1 – Comparação de dados anuais entre as energias gerada e assegurada

Ano	Energia Gerada (MWh)	Energia Assegurada (MWh)	Diferença (MWh)	% da Energia Gerada em relação a Energia Assegurada
2006	1.362.860	3.195.763	(1.832.903)	42,65%
2007	3.689.204	3.334.056	355.148	110,65%
2008	2.950.699	3.343.190	(392.491)	88,26%
2009	3.086.577	3.334.504	(247.927)	92,56%
2010	4.282.768	3.334.056	948.712	128,46%
2011	4.066.698	3.334.056	732.642	121,97%
2012	1.831.719	3.343.190	(1.511.472)	54,79%
2013	3.021.101	3.334.056	(312.955)	90,61%
2014	4.284.860	3.334.056	950.804	128,52%
2015	3.702.368	3.334.056	368.312	111,05%
2016	3.797.956	3.343.190	454.766	113,60%
<b>Total</b>	<b>36.076.811</b>	<b>36.564.174</b>	<b>(487.363)</b>	<b>98,67%</b>

### 3.4 CÁLCULO DA PEGADA HÍDRICA

Um dos objetivos específicos do presente trabalho pode ser enquadrado na determinação da pegada hídrica de um produto (a energia

hidrelétrica) dentro de uma área delimitada geograficamente (reservatório da UHE Barra Grande). Para a primeira categoria na qual se enquadra (a de um produto), a metodologia recomendada pelo Manual de Avaliação da Pegada Hídrica (HOEKSTRA, 2011) envolve a consideração de todas as pegadas hídricas parciais das etapas envolvidas em sua geração, porém neste estudo de caso vamos nos ater a calcular a pegada hídrica utilizando apenas o consumo da água por evaporação da água do reservatório associado à barragem, desconsiderando outras etapas de planejamento, construção e administração do empreendimento.

Utilizando a metodologia proposta por Mekonnen e Hoekstra (2012), adotou-se as Equações 4 e 8 para o cálculo da pegada hídrica. Onde serão analisadas as diferenças dos resultados de pegada hídrica, considerando a energia gerada e a energia assegurada.

Para atingir o resultado de evaporação real total, é preciso utilizar a Equação 7 abaixo, que usa os dados de área do espelho d'água média mensal apresentada nos itens anteriores.

$$\mathbf{ET = E_T \times \text{Área do espelho d'água}}$$

$$\mathbf{PH = \frac{ET}{EA}}$$

onde PH é a pegada hídrica relacionada ao empreendimento; ET é a evaporação total de água do reservatório associado a barragem; E<sub>T</sub> é a evaporação real; e EA é a energia assegurada esperada para a usina.





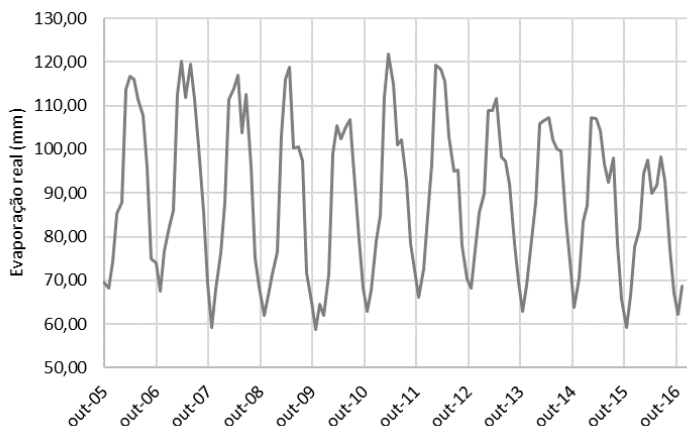
## 4 RESULTADOS

### 4.1 EVAPORAÇÃO

As saídas do modelo WREVAP são a radiação líquida na superfície do corpo hídrico, a evaporação potencial e a evaporação real do lago profundo. Para efeito de cálculo da pegada hídrica será usada apenas a evaporação real.

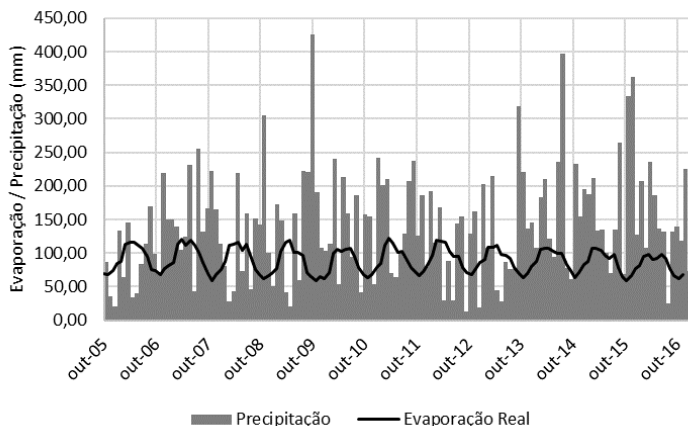
Os resultados mostraram uma variação sazonal de aumento da evaporação após os meses mais quentes e de maior duração de insolação e diminuição nos meses de inverno. A Figura 16 a seguir representa a variação da evaporação real ao longo do período de estudo.

Figura 16 – Evaporação real (resultado direto do modelo WREVAP)



A Figura 17 a seguir mostra a comparação entre a evaporação calculada e a precipitação medida na região. Mesmo a evaporação atingindo valores elevados, na maioria dos casos a precipitação sobre o reservatório é maior, o que na metodologia apresentada por Herath et al. (2010) iria anular ou reduzir consideravelmente a pegada hídrica do reservatório.

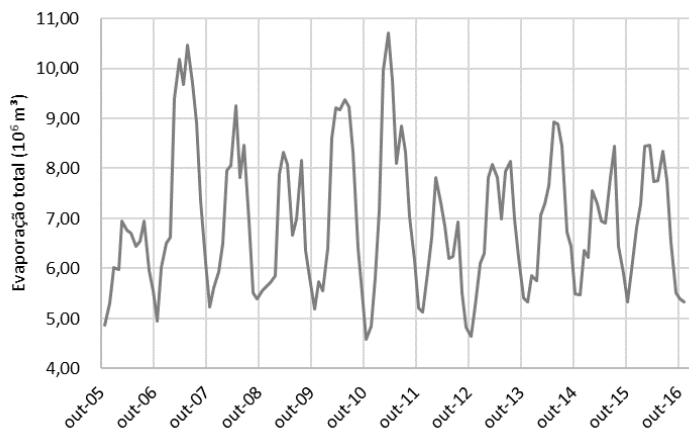
Figura 17 – Comparação entre evaporação real e precipitação



Para calcular a evaporação real total do reservatório foi utilizada a Equação 7 mostrada no item anterior, que multiplica a evaporação pela área média do espelho d'água do reservatório. A Figura 18 a seguir mostra que a variação da evaporação continua sazonal após o cálculo, porém é possível verificar que parâmetro área do espelho d'água do reservatório tem grande influência na evaporação total.

Utilizando a área variável de acordo com a metodologia apresentada neste trabalho os resultados apresentam uma média geral de  $6,95 \times 10^6 \text{ m}^3$ , enquanto usando a área máxima do espelho d'água a média geral seria  $8,03 \times 10^6 \text{ m}^3$ , ou seja, 16% a mais. Essa diferença mostra que o uso de dados mais precisos, como foi o caso nesse estudo, diminui as distorções.

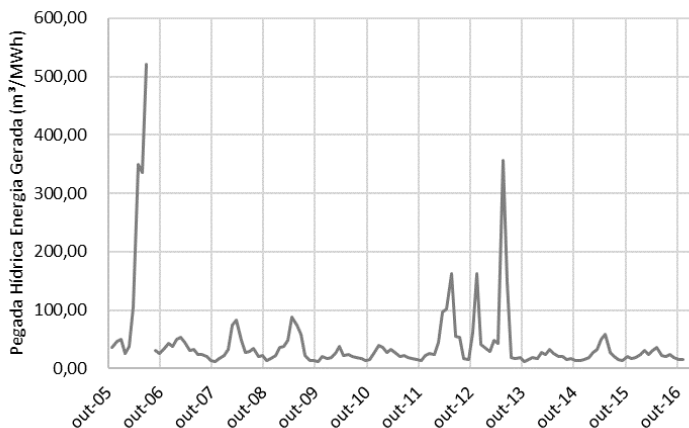
Figura 18 – Evaporação real total do reservatório



## 4.2 PEGADA HÍDRICA

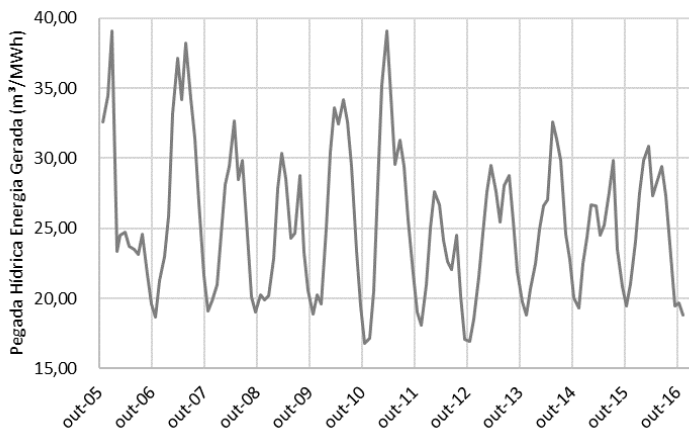
Para o cálculo da pegada hídrica apresentada na Figura 19 foi utilizada a Equação 4, que tem como divisor a energia gerada mensalmente pela usina hidrelétrica. Os resultados apresentaram variação com um mínimo de  $11,85 \text{ m}^3.\text{MWh}^{-1}$  e um máximo de  $520,56 \text{ m}^3.\text{MWh}^{-1}$ . Para apresentação gráfica foi desconsiderada a pegada hídrica registrada para o mês de agosto de 2006 quando a energia gerada foi de 17,09 MWh ocasionando uma pegada hídrica de  $407.175,30 \text{ m}^3.\text{MWh}^{-1}$ . A variação de pegada hídrica se dá principalmente pela variação na energia gerada, que sofre influências diversas de fatores climatológicos, econômicos e regulamentares.

Figura 19 – Pegada Hídrica calculada através da energia gerada



A Figura 20 por sua vez, apresenta a pegada hídrica da UHE Barra grande utilizando como divisor a energia assegurada (Equação 8) associada ao empreendimento. Utilizando esse parâmetro energia assegurada, a variação de pegada hídrica é consideravelmente menor que a usando energia gerada, com um mínimo de  $16,76 \text{ m}^3.\text{MWh}^{-1}$  e um máximo de  $39,12 \text{ m}^3.\text{MWh}^{-1}$ .

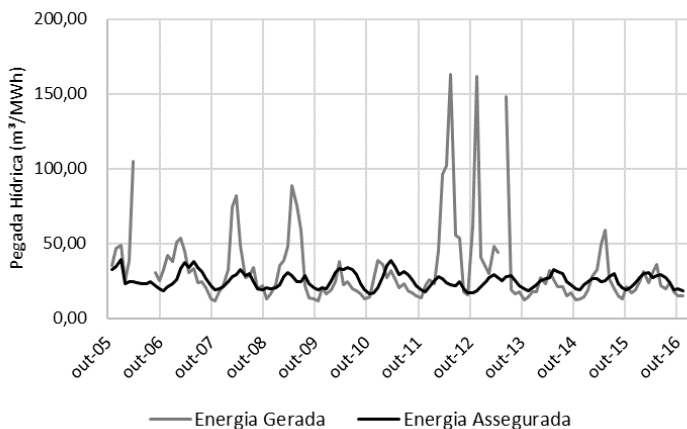
Figura 20 – Pegada Hídrica calculada através da energia assegurada



Colocando os dois resultados na mesma escala, mesmo que retirando os extremos da pegada hídrica calculada com a energia gerada,

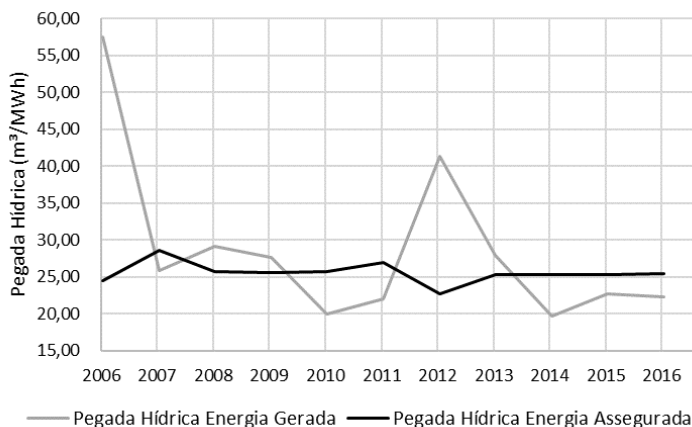
é possível verificar a diferença na variação dos resultados. A Figura 21 a seguir ilustra essa comparação.

Figura 21 – Comparação entre a pegada hídrica mensal calculada através da energia gerada e da energia assegurada



A Figura 22 a seguir mostra a mesma comparação anterior, porém em intervalo de tempo anual, o que diminui as distorções extremas. Apesar disso, ainda é possível verificar a maior estabilidade da pegada hídrica calculada utilizando a energia assegurada.

Figura 22 – Comparação entre a pegada hídrica anual calculada através da energia gerada e da energia assegurada



A Tabela 2 apresenta a comparação entre os valores do resultado de pegada hídrica da UHE Barra Grande. São apresentados os valores de mínimo, médio e máximo, além do desvio padrão. É facilmente verificado que os valores calculados a partir da energia assegurada apresentam menor variação.

Tabela 2 – Comparação entre mínimas, médias e máximas dos resultados de pegada hídrica

<b>Tipo de Energia</b>	<b>Pegada hídrica mínima (m<sup>3</sup>.MWh<sup>-1</sup>)</b>	<b>Pegada hídrica média (m<sup>3</sup>.MWh<sup>-1</sup>)</b>	<b>Pegada hídrica máxima (m<sup>3</sup>.MWh<sup>-1</sup>)</b>	<b>Desvio Padrão (m<sup>3</sup>.MWh<sup>-1</sup>)</b>
Energia Gerada	11,85	44,04	520,56	67,95
Energia Assegurada	16,76	25,38	39,12	5,17

## 5 CONCLUSÃO

A metodologia mais conceituada atualmente utiliza o parâmetro energia gerada pelas usinas hidrelétricas como denominador no cálculo da pegada hídrica. Em contraponto a esta tendência, o presente trabalho buscou apresentar resultados que mostrassem a existência de outro parâmetro (energia assegurada) que pode substituir a energia gerada e aproximar o indicador pegada hídrica da realidade dos empreendimentos hidrelétricos brasileiros.

O estudo de caso foi realizado na UHE Barra Grande, de onde foram levantados os dados base para a estimativa de evaporação de água do reservatório e para o cálculo da pegada hídrica do empreendimento. Foram levantadas as gerações de energia elétrica e as previsões de energia assegurada para o empreendimento em questão e com isso foi calculado as pegadas hídricas para os dois casos. Os resultados mostraram que para resultados mensais de pegada hídrica, utilizando a energia gerada a média ao longo dos onze anos de operação foi de  $44 \text{ m}^3.\text{MWh}^{-1}$  com desvio padrão de  $68 \text{ m}^3.\text{MWh}^{-1}$ , enquanto que utilizando a energia assegurada a média foi de  $25 \text{ m}^3.\text{MWh}^{-1}$  com desvio padrão de  $5 \text{ m}^3.\text{MWh}^{-1}$ . O valor muito menor no desvio padrão da pegada hídrica utilizando o parâmetro energia assegurada demonstra a maior estabilidade dos resultados, que ainda consegue assimilar as variações extremas advindas de questões climáticas e de operação do sistema.

O que justifica a energia assegurada ter maior estabilidade é a sua forma de obtenção, que considera o histórico do comportamento hidrológico do rio onde se localiza o empreendimento e também considera a sinergia de operação dos diversos agentes geradores integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN), que é operado de forma centralizada pelo ONS. Essas duas considerações geram um valor médio quase que garantido de geração das usinas em longo prazo, por isso em longo prazo a média da energia gerada tende a convergir para o valor de energia assegurada. Considerando o uso da energia assegurada, é possível fazer previsões de pegada hídrica para empreendimentos em fase de estudo de viabilidade, e assim buscar melhores opções, tanto em tecnologia quanto em localização para minimizar a pressão sobre os recursos hídricos.

Foi apresentado neste trabalho a diferença nos valores de evaporação de água do reservatório considerando valores de área máxima do espelho d'água do reservatório e considerando os valores reais de área medidos diariamente pela equipe de O&M da usina. Quando calculamos a média da área do espelho d'água do reservatório

ao longo do período em estudo, obtemos o valor de 78,36 km<sup>2</sup>, que é cerca de 11,50 km<sup>2</sup> menor do que a área quando o reservatório está na sua cota máxima. Isso mostra que estudos que consideram a cota máxima do reservatório e consequentemente a área máxima do espelho d'água do mesmo, podem criar distorções nos resultados.

Com os resultados apresentados neste trabalho podemos concluir que a utilização do parâmetro energia assegurada pode ser mais adequada para o cálculo da pegada hídrica no Brasil, porém com resultados de apenas uma usina hidrelétrica é inviável tirar conclusões gerais e consolidadas sobre o tema. Seria necessário ampliar os estudos para outros aproveitamentos hidrelétricos no país, considerando as variações regionais, climáticas, geográficas, tecnológicas, de porte, entre outras, que são apresentadas no Brasil.

Além do Brasil podem haver outros países que dispõem da mesma forma de operação do sistema elétrico interligado e que podem compartilhar desse novo método de cálculo. Portanto, estudos que considerem a maior variação de diferenças e que utilizem os dados gerados nos próprios empreendimentos são os mais recomendados para que a real efetividade da metodologia seja verificada.



## REFERÊNCIAS

- AGUILAR, S. . L. K. . E. N. K. IHA World Congress Bulletin. **International Institute for Sustainable Development (IISD) and International Hydropower Association (IHA)**, v. 139, n. 1, 2011. Disponível em: <[www.iisd.ca/ymb/hydro/iha2011](http://www.iisd.ca/ymb/hydro/iha2011)>.
- ALLAN, J. A. **Water resources in semi-arid regions: Real deficits and economically invisible and politically silent solutions**. University of Pretoria. South Africa. 2002.
- ANEEL. **Energia Assegurada**. Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Brasília, DF, p. 18. 2005.
- ANEEL. Banco de Informações de Geração, 2016a. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/ResumoEstadual.asp>>. Acesso em: 21 November 2016.
- BAESA, E. B. G. S. A. Usina Hidrelétrica de Barra Grande, 2016. Disponível em: <[www.baesa.com.br](http://www.baesa.com.br)>. Acesso em: 26 November 2016.
- BAKKEN, T. H. E. A. Water consumption from hydropower plants – review of published estimates and an assessment of the concept. **Hydrology and Earth System Sciences**, v. 17, p. 3983-4000, 2013.
- BERGER, M.; FINKBEINER, M. Water Footprinting: How to Address Water Use in Life Cycle Assessment? **Sustainability**, v. 2, n. 4, p. 919, 2010. ISSN 2071-1050.
- BRASIL. Resolução CONAMA 357/2005, de 17 de Março de 2005, 2005. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=459>>. Acesso em: 13 Setembro 2016.
- CCEE. **Resolução Normativa ANEEL Nº 341/2008: Regras de Comercialização**. São Paulo: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2010.
- CHAPAGAIN, A. K. . H. A. Y. **Water footprints of nations**. UNESCO-IDH Institute for Water Education. The Netherlands. 2004.

COOLEY, H.; FULTON, J.; GLEICK, P. H. **Water for Energy: Future Water Needs for Electricity in the Intermountain West**. Pacific Institute. Oakland, EUA. 2011.

CPRM. Atlas Pluviométrico do Brasil - Isoietas anuais na escala 1:5.000.000, 2010. Disponível em: <<https://www.cprm.gov.br/publique/Hidrologia/Mapas-e-Publicacoes/Atlas-Pluviometrico-do-Brasil-1351.html>>. Acesso em: 28 Junho 2016.

DEMEKE, T. A. . M. M. . A. M. A. E. **Evaporation from reservoirs and the hydropower water footprint**. Proceedings. Addis Ababa, Ethiopia: [s.n.]. 2013. p. 16-18.

ENERCAN, C. N. E. S. A. Usina Hidrelétrica Campos Novos, 2016. Disponível em: <[www.enercan.com.br](http://www.enercan.com.br)>. Acesso em: 26 November 2016.

EPE. **Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos**. Ministério de Minas e Energia. Brasília, Brasil. 2015.

FALKENMARK, M. E. R. J. Blancing Water for Humans and Nature. **TheNew Approach in Ecohydrology**, London, 2004.

FARIA, E. T. **Aplicação de Teoria dos Jogos à Repartição da Energia Firme de um Sistema Hidrelétrico**. PUC - Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 167. 2004.

FERGUSON, J. The rate of natural evaporation from shallow ponds. **Australian Journal Science Research**, p. 315-330, 1952.

FTHENAKIS, V.; KIM, H. C. Life-cycle uses of water in U.S. electricity generation. **Renew. Sustain. Energy Rev.**, v. 2039-2048, n. 14, 2010.

GLEICK, P. H. Water and Energy. **Rev. Energy Environment**, v. 19, p. 267-299, 1994.

HERATH, I. E. A. The water footprint of hydroelectricity: a methodological comparison from a case study in New Zealand. **Journal of Cleaner Production**, v. 19, n. 14, p. 1582-1589, 2011. ISSN 0959-

6526. Disponivel em:

<<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652611001636>>.

HOEKSTRA, A. Y. **Virtual Water Trade: Proceedings of the Interntional Expert Meeting on Virtual Water Trade**. IHE Delft. The Netherlands. 2003.

HOEKSTRA, A. Y. critique on the water-scarcity weighted water footprint in LCA. **Ecological Indicators**, v. 66, n. 7, p. 564-573, 2016. ISSN 1470-160X. Disponivel em:

<<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1470160X16300474>>.

HOEKSTRA, A. Y. A. H. P. Q. **Virtual water trade: Aquantification of virtual water flows between nations in relation to international crop trade**. IHE, Delft. The Netherlands. 2002.

HOEKSTRA, A. Y. E. A. The water footprint assessment manual: setting the global standard. **Earthscan**, 2011. ISSN 9781849712798. Disponivel em: <<http://doc.utwente.nl/78458/>>.

IEA. **Water for energy: is energy becoming a thirstier resource?** International Energy Agency. Paris, França. 2012.

INHABER, H. Water Use in Renewable and Conventional Electricity Production. **Energy Sourc.**, n. 26, p. 309-322, 2004.

IPCC. **IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation**. Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, Reino Unido e Nova Iorque, EUA. 2012.

LEIGH JR., E. G. Tropical Forest Ecology, A view from Barro Colorado. **Oxford University Press**, 2009.

MCMAHON, T. A. E. A. Estimating actual, potential, reference crop and pan evaporation using standard meteorological data: a pragmatic synthesis. **Hydrol. Earth Syst. Sci.**, v. 17, n. 4, p. 1331-1363, 2013a. ISSN 1607-7938. Disponivel em: <<http://www.hydrol-earth-syst-sci.net/17/1331/2013/>>.

MCMAHON, T. A. E. A. Morton WREVP Fortran code. **Hydrol. Earth Syst. Sci.**, 2013b. Disponível em: <<http://people.eng.unimelb.edu.au/mpeel/morton.html>>. Acesso em: 20 July 2016.

MEKONNEN, M. M. E. H. A. Y. **The wate footprint of electricity from hydropower, Value of Water Research Report**. UNESCO-IHE Institute for Water Education. The Netherlands. 2011.

MEKONNEN, M. M.; HOEKSTRA, A. Y. The blue water footprint of electricity from hydropower. **Hydrology and earth system sciences**, v. 16, p. 179-187, 2012. ISSN 1027-5606. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.5194/hess-16-179-2012>>.

MONTEIRO, M. A. **Caracterização climática do estado de Santa Catarina: uma abordagem dos principais sistemas atmosféricos que atuam durante o ano**. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 2001.

MONTEITH, J. L. **Weather and water in the Sudano-Sahelian zone. Weather and water in the Sudano-Sahelian zone**. Niamey Workshop. [S.l.]: International Association of Hydrological Sciences Publication. 1991. p. 11-28.

MORTON, F. I. Operational estimates of areal evapotranspiration and their significance to the science and practice of hydrology. **Journal of Hydrology**, v. 66, n. 1-4, p. 1-76, 1983a. ISSN 0022-1694. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0022169483901774>>.

MORTON, F. I. Operational estimates of lake evaporation. **Journal of Hydrology**, v. 66, n. 1, p. 77-100, 1983b. ISSN 0022-1694. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0022169483901786>>.

MORTON, F. I. Pratical Estimates of Lake Evapotranspiration. **Journal of Climate and Applied Meteorology**, v. 25, n. 3, p. 371-387, 1986. ISSN 0733-3021.

ONS. **Evaporações líquidas nas usinas hidrelétricas**. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro. 2004.

ONS. O ONS, 2016. Disponível em:  
<[http://www.ons.org.br/institucional/o\\_que\\_e\\_o\\_ons.aspx](http://www.ons.org.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx)>. Acesso em:  
26 November 2016.

ONU/FAO. **Coping with water scarcity an action framework for agriculture and food security**. World Water Week. [S.l.]: ONU/FAO. 2012.

PAIM, E. S.; ORTIZ, L. S. **Hidrelétricas na bacia do rio Uruguai: Guia para ONGs e movimentos sociais**. Núcleo Amigos da Terra. Porto Alegre, p. 80. 2006. (85-89920-03-8).

PASQUALETTI, M. J. A. K. S. **The Water Costs of Electricity in Arizona**. Arizona Department of Water Resources. Arizona Department of Water Resources. Phoenix, AZ. 2008.

PENMAN, H. L. Natural evaporation from open water, bare soil and grass. **Proc. Roy**, p. 120-145, 1948.

POSTEL, S. Entering an era of water scarcity: the challenges ahead. **Ecological Applications**, v. 10, p. 941-948, 2000.

RIPPL, W. **Capacity of Storage Reservoirs for Water Supply**. [S.l.]: Proceedings of Institution of Civil Engineers, v. 71, 1883.

SALES, C. J. D.; MONTEIRO, E. M.; HOCHSTETLER, R. L. **Geração hidrelétrica - riscos e responsabilidade**. Instituto Acende Brasil. [S.l.]. 2015.

SHUTTLEWORTH, W. J. **Evaporation**. New York: Handbook of Hydrology, 1992.

TORCELLINI, P.; LONG, N.; JUDKOFF, R. **Consumptive water use for us power production**. Golden: National Renewable Energy Laboratory. [S.l.]. 2004.

WACKERNAGEL, M. E. A. **Ecological footprints of nations: How much nature do they use?** Centre for Sustainability Studies, Universidad Anahuac de Xalapa. Xalapa, Mexico. 1997.

WACKERNAGEL, M. E. R. W. **Our ecological footprint: Reducing human impact on the earth.** New Society Publishers. Gabriola Island, B. C., Canada. 1996.

WILSON, W.; LEIPZIG, T.; GRIFFITHS-SATTENSPIEL, B. **Burning our rivers - the water footprint of electricity.** River Network. Portland, EUA. 2012.

WÖRMAN, A. . L. G. . R. J. . A. Å. A. Drifting runoff periodicity during the 20th century due to changing surface water volume. **Hydrol. Process.**, 2010. ISSN 3772-3784.

## APENDICÊ A – DADOS DE ENTRADA DO MODELO WREVAP

Tabela 3 – Dados de entrada do modelo WREVAP

<b>Latitude</b>	<b>Cota</b>	<b>Precipitação média</b>	<b>Meses</b>	<b>Salinidade</b>	
-27.836	647	1705	135	1.0	

<b>Ano</b>	<b>Mês</b>	<b>Temperatura (°C)</b>	<b>Umidade relativa (%)</b>	<b>Radiação solar (h)</b>	<b>Profundidade média (m)</b>
2005	10	16.63	82.73	4.23	85.37
2005	11	18.42	72.10	7.08	83.94
2005	12	19.06	72.11	6.92	83.84
2006	1	21.45	77.65	7.42	83.28
2006	2	20.05	81.55	6.89	80.75
2006	3	19.33	81.56	6.04	74.04
2006	4	15.90	77.15	6.73	70.86
2006	5	11.69	81.34	5.07	70.71
2006	6	13.14	83.63	3.89	70.67
2006	7	13.84	82.76	5.07	73.77
2006	8	13.61	72.58	5.91	85.09
2006	9	12.32	75.14	5.48	91.04
2006	10	18.14	75.23	5.59	87.25
2006	11	18.37	72.08	6.07	85.69
2006	12	21.40	72.38	7.62	90.21
2007	1	20.62	78.04	6.17	90.86
2007	2	20.15	78.79	6.97	89.00
2007	3	20.66	80.85	6.53	94.53
2007	4	18.05	82.93	4.99	95.66
2007	5	11.85	86.39	3.70	97.03
2007	6	12.96	82.02	4.64	98.02
2007	7	10.15	80.76	4.75	97.55
2007	8	12.60	82.24	3.58	98.85
2007	9	16.28	78.54	5.95	96.71
2007	10	16.95	85.82	3.90	98.77
2007	11	17.23	75.27	7.56	98.56
2007	12	20.75	72.66	7.31	93.83
2008	1	19.72	78.70	5.49	89.87
2008	2	19.42	79.68	7.03	86.31
2008	3	18.55	83.87	5.83	84.04
2008	4	15.65	82.07	5.42	83.36
2008	5	13.16	78.00	5.51	90.89
2008	6	10.39	83.94	3.03	87.54
2008	7	14.17	77.55	5.20	87.35
2008	8	13.60	82.02	4.26	84.75
2008	9	12.15	81.25	5.41	85.87
2008	10	15.76	86.21	3.09	90.51
2008	11	17.85	78.58	5.55	99.74
2008	12	19.40	73.47	7.72	95.62
2009	1	19.03	80.40	7.05	91.65
2009	2	20.31	85.06	5.25	88.56
2009	3	19.88	82.64	6.30	88.47
2009	4	17.85	75.12	6.28	84.34

Ano	Mês	Temperatura (°C)	Umidade relativa (%)	Radiação solar (h)	Profundidade média (m)
2009	5	14.43	82.68	4.06	80.88
2009	6	10.05	84.35	4.12	79.19
2009	7	9.89	82.19	3.31	82.17
2009	8	13.91	79.85	5.66	94.90
2009	9	13.61	88.94	3.03	99.10
2009	10	16.20	83.55	4.55	99.59
2009	11	20.79	84.21	3.89	98.51
2009	12	20.85	80.36	5.95	99.12
2010	1	19.73	92.24	3.73	99.69
2010	2	20.09	90.69	6.16	99.76
2010	3	18.86	84.95	4.85	97.58
2010	4	16.65	81.10	5.01	97.77
2010	5	13.34	87.08	3.67	99.77
2010	6	12.50	83.75	4.40	99.21
2010	7	12.36	83.01	4.64	97.02
2010	8	12.69	76.69	5.15	98.39
2010	9	14.81	79.75	4.59	92.36
2010	10	15.09	78.47	5.76	92.41
2010	11	18.00	77.17	7.30	85.45
2010	12	19.70	80.54	6.39	84.13
2011	1	21.30	81.70	6.24	86.00
2011	2	20.60	84.54	4.50	95.50
2011	3	18.50	85.03	4.80	99.16
2011	4	17.40	85.07	5.60	98.26
2011	5	13.10	86.71	4.42	95.73
2011	6	10.70	87.39	3.65	91.65
2011	7	12.10	86.50	3.73	97.21
2011	8	12.30	85.84	3.72	99.75
2011	9	13.80	81.83	5.26	99.60
2011	10	16.80	77.60	6.31	95.86
2011	11	18.00	77.25	6.88	90.71
2011	12	19.10	76.21	6.23	83.17
2012	1	20.20	77.95	6.60	82.61
2012	2	21.40	80.26	6.84	81.37
2012	3	20.60	75.08	7.67	78.54
2012	4	17.90	80.39	5.08	74.83
2012	5	13.80	85.14	5.42	72.16
2012	6	12.90	88.81	4.77	73.16
2012	7	10.30	87.02	4.20	78.64
2012	8	14.57	84.65	5.68	85.16
2012	9	14.24	79.37	5.90	83.53
2012	10	16.58	84.87	3.81	81.42
2012	11	18.46	77.97	7.39	80.67
2012	12	21.36	82.65	3.91	80.89
2013	1	19.94	79.71	6.80	83.75
2013	2	20.58	85.89	5.15	82.79
2013	3	18.22	86.42	4.83	84.25
2013	4	16.20	85.68	5.99	86.53
2013	5	14.27	86.15	4.32	82.64
2013	6	12.97	89.71	3.76	83.68
2013	7	10.43	85.13	5.46	92.94



<b>Ano</b>	<b>Mês</b>	<b>Temperatura (°C)</b>	<b>Umidade relativa (%)</b>	<b>Radiação solar (h)</b>	<b>Profundidade média (m)</b>
2013	8	11.30	83.76	5.06	98.73
2013	9	13.59	82.87	4.60	99.37
2013	10	15.17	82.34	5.74	99.46
2013	11	17.46	80.58	6.53	96.55
2013	12	20.18	78.99	5.41	89.40
2014	1	21.45	81.04	6.99	85.90
2014	2	21.04	78.60	7.80	78.27
2014	3	18.44	85.35	5.28	79.62
2014	4	16.27	86.91	4.18	81.18
2014	5	13.18	88.92	4.24	83.98
2014	6	11.98	91.10	2.86	97.89
2014	7	11.26	89.98	3.44	99.03
2014	8	12.61	83.01	6.60	95.79
2014	9	15.06	86.22	4.01	91.97
2014	10	17.30	83.81	5.95	97.54
2014	11	18.07	83.39	5.76	96.87
2014	12	19.53	83.18	4.29	89.46
2015	1	20.83	84.36	6.35	88.47
2015	2	20.11	85.29	5.82	83.98
2015	3	19.14	85.15	5.64	83.01
2015	4	16.36	86.24	4.93	80.91
2015	5	13.85	88.92	3.44	79.49
2015	6	11.38	87.48	4.25	83.97
2015	7	12.32	90.31	3.68	95.55
2015	8	15.49	83.51	5.81	96.86
2015	9	14.98	85.67	4.90	93.41
2015	10	15.99	89.38	3.11	99.86
2015	11	17.47	87.89	3.87	99.90
2015	12	20.23	87.81	2.55	99.80
2016	1	20.84	83.79	5.80	98.22
2016	2	21.18	86.71	5.56	99.25
2016	3	18.25	85.74	5.81	99.55
2016	4	18.68	86.39	4.87	97.27
2016	5	12.67	88.90	3.15	96.76
2016	6	8.95	84.74	5.29	95.49
2016	7	11.19	85.49	6.30	95.78
2016	8	12.59	85.37	4.93	94.74
2016	9	13.54	81.24	6.28	95.82
2016	10	15.31	85.66	4.41	93.52
2016	11	17.44	80.25	7.01	97.38
2016	12	19.55	81.84	3.18	89.45

## APENDICÊ B – DADOS DE SAÍDA DO MODELO WREVAP

Tabela 4 – Dados de saída do modelo WREVAP

Ano	Mês	Evaporação Potencial (mm)	Evaporação Real (mm)
2005	10	80,94	69,52
2005	11	102,04	68,13
2005	12	109,92	74,43
2006	1	110,48	85,25
2006	2	100,14	87,90
2006	3	124,31	113,78
2006	4	130,34	116,83
2006	5	117,59	115,94
2006	6	111,50	111,50
2006	7	110,76	107,68
2006	8	118,51	95,80
2006	9	93,36	75,03
2006	10	101,53	73,93
2006	11	101,47	67,51
2006	12	115,05	76,82
2007	1	106,03	82,29
2007	2	103,90	85,97
2007	3	126,27	112,61
2007	4	124,89	120,15
2007	5	111,99	111,99
2007	6	120,40	119,59
2007	7	112,77	111,40
2007	8	104,29	100,60
2007	9	101,51	85,49
2007	10	74,95	69,13
2007	11	86,28	59,27
2007	12	105,76	68,05
2008	1	98,24	76,23
2008	2	104,07	87,93
2008	3	116,66	111,31
2008	4	118,58	113,89
2008	5	126,05	116,97
2008	6	103,70	103,70
2008	7	124,54	112,53
2008	8	101,82	95,92
2008	9	83,17	75,09
2008	10	72,65	68,39
2008	11	82,91	61,97
2008	12	100,64	66,54
2009	1	89,74	71,47
2009	2	83,76	76,51
2009	3	113,39	103,09
2009	4	136,25	115,93
2009	5	120,95	118,77
2009	6	100,43	100,43
2009	7	101,26	100,59
2009	8	107,13	97,24
2009	9	71,70	71,70

Ano	Mês	Evaporação Potencial (mm)	Evaporação Real (mm)
2009	10	75,06	65,01
2009	11	71,59	58,79
2009	12	85,64	64,48
2010	1	62,04	62,04
2010	2	71,39	71,39
2010	3	104,11	98,95
2010	4	114,31	105,49
2010	5	102,35	102,35
2010	6	105,26	105,26
2010	7	107,99	106,83
2010	8	108,84	94,64
2010	9	92,20	79,23
2010	10	86,21	68,21
2010	11	86,66	62,87
2010	12	86,90	67,74
2011	1	95,90	79,03
2011	2	92,15	84,75
2011	3	114,83	111,95
2011	4	121,90	121,90
2011	5	114,93	114,93
2011	6	101,10	101,10
2011	7	102,25	102,25
2011	8	92,81	92,81
2011	9	86,82	78,46
2011	10	93,68	72,46
2011	11	89,26	66,04
2011	12	99,68	72,67
2012	1	107,88	84,79
2012	2	112,53	96,62
2012	3	144,45	119,17
2012	4	128,04	118,31
2012	5	115,56	115,56
2012	6	102,93	102,93
2012	7	95,01	95,01
2012	8	97,67	95,33
2012	9	91,02	77,85
2012	10	77,53	70,35
2012	11	90,38	68,34
2012	12	92,20	77,11
2013	1	104,53	85,64
2013	2	94,04	89,91
2013	3	109,29	108,99
2013	4	108,99	108,99
2013	5	111,64	111,64
2013	6	98,17	98,17
2013	7	97,39	97,39
2013	8	93,23	92,11
2013	9	84,79	78,41
2013	10	80,29	69,56
2013	11	79,51	63,02
2013	12	91,69	68,82

Ano	Mês	Evaporação Potencial (mm)	Evaporação Real (mm)
2014	1	97,98	79,58
2014	2	106,94	87,93
2014	3	108,83	105,77
2014	4	106,46	106,46
2014	5	107,29	107,29
2014	6	102,13	102,13
2014	7	100,06	100,06
2014	8	102,13	99,56
2014	9	84,88	83,71
2014	10	83,48	74,13
2014	11	75,37	63,82
2014	12	83,67	70,58
2015	1	93,48	83,36
2015	2	92,48	87,20
2015	3	111,19	107,33
2015	4	106,92	106,92
2015	5	104,31	104,31
2015	6	96,75	96,75
2015	7	92,44	92,44
2015	8	102,91	98,00
2015	9	81,27	78,47
2015	10	65,74	65,74
2015	11	62,38	59,26
2015	12	71,04	66,53
2016	1	89,78	77,71
2016	2	86,40	81,86
2016	3	98,16	94,51
2016	4	99,44	97,66
2016	5	89,90	89,90
2016	6	91,70	91,70
2016	7	98,20	98,20
2016	8	92,62	92,62
2016	9	86,24	76,93
2016	10	72,13	67,03
2016	11	79,43	62,22
2016	12	84,90	68,75